Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 211 dell'11 settembre 2009 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

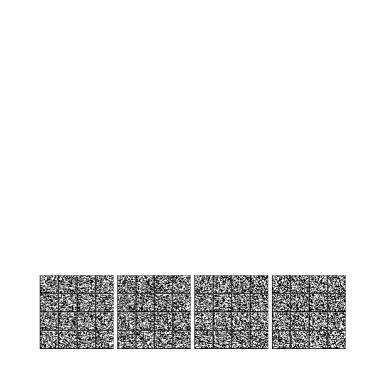
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Venerdì, 11 settembre 2009** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06-85081

N. 171

AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni ARG/elt 89-93-95-96-97-98-107/09; ARG/gas 99-101-102-105-106-108/09; GOP 33/09.

S O M M A R I O

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 7 luglio 2009.

Erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale. (Deliberazione n. ARG/elt 89/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 7 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: legge n. 125/07);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 26 luglio 2000, n. 132/00 (di seguito: deliberazione n. 132/00);
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00 (di seguito: deliberazione n. 182/00);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 (di seguito: deliberazione n. 288/05);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2006, n. 85/06 (di seguito: deliberazione n. 85/06);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione n. 111/06) come successivamente integrata e modificata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2008, ARG/elt 81/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 81/08);
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2008, ARG/elt 82/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 82/08);
- il documento per la consultazione predisposto dalla Direzione mercati dell'Autorità "Dispacciamento reti non interconnesse – Erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non

interconnesse con il sistema elettrico nazionale" del 5 agosto 2008, DCO 26/08 (di seguito: documento per la consultazione DCO 26/08) e le relative risposte presentate dagli operatori interessati.

Considerato che:

- l'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 assegna all'Autorità il compito di fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento;
- ai sensi del DPCM 11 maggio 2004 la società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. (di seguito: Terna) è responsabile del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sull'intero territorio nazionale;
- la deliberazione n. 111/06, nello stabilire le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, rimanda ad un successivo provvedimento la determinazione delle modalità di erogazione del medesimo servizio con riferimento ad aree servite da reti non interconnesse, neppure indirettamente, con la rete di trasmissione nazionale (di seguito: reti non interconnesse);
- le aree del territorio nazionale servite da reti non interconnesse sono, salvo limitate eccezioni, costituite dalle isole minori e che solo per alcune di tali isole il servizio elettrico è operato da imprese elettriche minori per le quali è previsto il regime di integrazione tariffaria di cui alla legge 10/91 (di seguito: imprese elettriche minori);
- l'assenza di disposizioni in merito all'erogazione del servizio di dispacciamento per le reti non interconnesse potrebbe limitare la possibilità di partecipazione al mercato dell'energia elettrica da parte degli utenti connessi a tali reti e la corretta applicazione dei regimi di maggior tutela e salvaguardia alle medesime condizioni vigenti sul territorio continentale o sulle isole interconnesse con la rete di trasmissione nazionale;
- le unità di produzione che operano su reti non interconnesse sono le uniche risorse in grado di garantire la continuità del servizio elettrico su tali reti, e devono pertanto essere in grado di fornire anche i diversi servizi ancillari indispensabili all'erogazione di tale servizio;
- la legge n. 125/07, nel dare attuazione a disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, individua tutti i clienti finali, senza distinzione in merito alla localizzazione della rete elettrica di connessione, come clienti titolari del diritto di scegliere un proprio fornitore di energia elettrica e quindi accedere al mercato libero;
- la medesima legge n. 125/07, nel disciplinare l'erogazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia, non opera alcuna distinzione dei diritti dei clienti finali in merito alla localizzazione della rete di connessione;
- con la deliberazione ARG/elt 81/08 l'Autorità ha avviato un procedimento in materia di erogazione del pubblico servizio di dispacciamento nell'ambito di reti non interconnesse;
- nell'ambito del procedimento di cui al precedente alinea, con il documento per la consultazione DCO 26/08 l'Autorità ha presentato uno schema di

provvedimento per disciplinare il servizio di dispacciamento nelle reti non interconnesse, che prevedeva, con riferimento a tali ambiti, in particolare:
- le modalità di partecipazione al mercato dell'energia dei punti di immissione e prelievo;
- le modalità di erogazione dei servizi di maggior tutela e salvaguardia;
- l'estensione della disciplina delle unità essenziali per la sicurezza di cui alla deliberazione n. 111/06;

- lo schema di provvedimento di cui al precedente alinea ha ottenuto un generale apprezzamento da parte degli operatori che hanno partecipato alla consultazione ad eccezione di alcuni rappresentanti di imprese elettriche minori che hanno contestato una potenziale riduzione dei diritti loro riconosciuti ai sensi della legge 10/91 e in particolare una presunta inopportuna applicazione del "principio di non discriminazione tra imprese concorrenti nello stesso mercato";
- il Gestore del mercato elettrico ha segnalato alcune difficoltà di implementazione delle disposizioni contenute nel medesimo schema di provvedimento con particolare riferimento alle modalità di presentazione dei programmi di immissione e prelievo dei punti di dispacciamento relativi a rete non interconnesse;
- il procedimento per la riforma della regolamentazione delle imprese elettriche minori ubicate in isole non interconnesse, di cui alla deliberazione n. 208/06, come integrato con deliberazione ARG/elt 82/08, è tuttora in corso.

Ritenuto che:

- anche al fine di dare piena attuazione a quanto disposto dalla legge n. 125/07, sia opportuno disciplinare le modalità di erogazione del pubblico servizio di dispacciamento delle aree del territorio nazionale servite da reti non interconnesse, anche per dare applicazione ai servizi di vendita dell'energia elettrica senza discriminare tra clienti finali allacciati a reti con obbligo di connessione di terzi situate in aree interconnesse con la rete di trasmissione nazionale e clienti finali in aree non interconnesse a quest'ultima;
- sia opportuno prevedere, già a partire dall'anno 2009, la possibilità di copertura dei costi riconosciuti di generazione per le unità di produzione che svolgono un ruolo essenziale per la sicurezza e la continuità del servizio elettrico nelle reti non interconnesse e che non sono nella titolarità di imprese elettriche minori;
- sia opportuno che la disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito delle reti non interconnesse preveda delle procedure semplificate e permetta di minimizzare gli impatti sui sistemi informatici preposti alla normale operatività delle piattaforme del mercato dell'energia;
- sia opportuno, in sede di prima attuazione della disciplina del dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non interconnesse non prevedere alcuna penalizzazione per gli sbilanciamenti effettivi dei punti di dispacciamento relativi a tali reti;
- sia opportuno non modificare, con il presente provvedimento, la regolazione delle imprese elettriche minori, di cui all'articolo 7 della legge 10/91, in attesa del completamento del procedimento di riforma complessivo della specifica regolamentazione;

- anche al fine di consentire agli operatori di disporre di un periodo di tempo sufficiente per adeguare i propri sistemi informatici, sia opportuno prevedere che le disposizioni relative al dispacciamento dell'energia elettrica relativamente alle reti non interconnesse abbiano efficacia a partire dal 1 gennaio 2010

DELIBERA

1. di prevedere che, già a partire dall'anno 2009, Terna individui e pubblichi l'elenco degli impianti che non sono nella titolarità di imprese elettriche minori e che risultano essenziali per la sicurezza di ambiti territoriali serviti da reti elettriche con obbligo di connessione di terzi non interconnesse, neppure indirettamente con la rete di trasmissione nazionale;
2. di prevedere che per gli impianti di cui al precedente punto 1 trovino applicazione le disposizioni di cui all'articolo 76 della deliberazione n. 111/06 relativamente all'anno 2009;
3. di approvare le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale nel testo allegato al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*) affinché entrino in vigore dal 1 gennaio 2010;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 7 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

EROGAZIONE DEL PUBBLICO SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA NELL'AMBITO DI RETI NON INTERCONNESSE CON IL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

- **imprese elettriche minori** sono le imprese elettriche minori di cui all'articolo 7 della legge n. 10/91;
- **Punto di dispacciamento isolato** è un punto di dispacciamento nel quale sono inseriti solamente punti di immissione o di prelievo connessi a una medesima rete non interconnessa;
- **Rete non interconnessa** è una rete con obbligo di connessione di terzi non connessa alla rete di trasmissione nazionale neppure indirettamente attraverso altre reti con obbligo di connessione di terzi o attraverso collegamenti in corrente continua;
- **Utente bilanciatore** è l'utente del dispacciamento titolare di impianti essenziali per la sicurezza del sistema nell'ambito di una rete non interconnessa;

-*-

- **Decreto 23 novembre 2007** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 23 novembre 2007 recante "Modalità e criteri per assicurare il servizio di salvaguardia di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125".
- **Deliberazione n. 111/06** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato ed integrato.
- **Deliberazione ARG/elt 29/08** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2008 ARG/elt 29/08
- **Deliberazione ARG/elt 178/08** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 10 dicembre 2008 ARG/elt 178/08

Articolo 2

Oggetto e ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento:

a) individua le modalità di erogazione del pubblico servizio di dispacciamento nell'ambito delle aree del territorio nazionale servite dalle reti non interconnesse di cui all'*Allegato 1*;

b) disciplina le modalità di partecipazione al mercato dell'energia elettrica per punti di dispacciamento relativi a reti non interconnesse.

Articolo 3

Impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse

3.1 Terna individua e pubblica l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema per ciascuna rete non interconnessa secondo le medesime modalità di cui all'articolo 63, comma 1, della deliberazione n. 111/06.

3.2 Terna crea, per ciascuna rete non interconnessa, un punto di dispacciamento isolato per unità di consumo virtuale avente capacità di prelievo pari, in valore assoluto, almeno alla capacità di immissione del punto di dispacciamento per unità di produzione relativo agli impianti essenziali per la sicurezza della medesima rete non interconnessa.

3.3 Fatto salvo quanto previsto all'articolo 7, agli impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse di cui al comma 3.1 si applicano gli articoli 63, 64 e 65 della deliberazione n. 111/06 con riferimento alle disposizioni relative agli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi di generazione, unitamente alle disposizioni di cui al successivo Articolo 4.

3.4 Fatto salvo quanto previsto all'articolo 7, per gli impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse il corrispettivo di cui all'articolo 64, comma 8, della deliberazione n. 111/06, è calcolato come differenza tra il costo variabile riconosciuto alle unità di produzione di detto impianto di produzione come definito dall'Autorità e il prezzo di cui all'art. 30.4 lettera c) della medesima deliberazione n. 111/06

Articolo 4

Modalità di partecipazione al mercato di unità di immissione e prelievo afferenti a reti non interconnesse

4.1 Per ciascuna rete non interconnessa ogni utente del dispacciamento in prelievo titolare di punti di dispacciamento isolati assume la qualifica di operatore di mercato del punto di dispacciamento per unità di produzione relativo agli impianti essenziali per la sicurezza della medesima rete.

4.2 Per ciascuna rete non interconnessa ogni utente del dispacciamento in immissione titolare di punti di dispacciamento isolati, assume la qualifica di operatore di mercato del punto di dispacciamento isolato per unità di consumo virtuale di cui all'articolo 3, comma 2.

4.3 I programmi C.E.T. di immissione in esecuzione di vendite nette a termine registrate e le offerte di vendita sul mercato del giorno prima relative a punti di dispacciamento isolati per unità di produzione sono presentati con prezzo di riferimento nullo.

4.4 I programmi C.E.T. di prelievo in esecuzione di acquisti netti a termine registrati e le offerte di acquisto sul mercato del giorno prima relativi a punti di dispacciamento isolati per unità di consumo sono presentati senza indicazione di prezzo.

4.5 Per ogni periodo rilevante e per ciascuna rete non interconnessa, l'operatore di mercato che registra programmi di prelievo per un punto di dispacciamento isolato nella propria titolarità deve presentare contestualmente un'offerta di vendita a prezzo nullo, con riferimento al punto di dispacciamento per unità di produzione relativo agli impianti essenziali per la sicurezza di cui al comma 1 del presente articolo, pari, in valore assoluto, alla somma de:

- i propri programmi C.E.T. di prelievo in esecuzione di acquisti netti a termine registrati e
- le proprie offerte di acquisto sul mercato del giorno prima

relativi al medesimo punto di dispacciamento isolato.

4.6 Per ogni periodo rilevante e per ciascuna rete non interconnessa, l'operatore di mercato che registra programmi di immissione per un punto di dispacciamento isolato nella propria titolarità deve presentare contestualmente un'offerta di acquisto relativa al punto di dispacciamento isolato per l'unità di consumo virtuale di cui all'articolo 3, comma 2, pari, in valore assoluto, alla somma de:

- i propri programmi C.E.T. di immissione in esecuzione di vendite nette a termine registrate e
- le proprie offerte di vendita sul mercato del giorno prima

relativi al medesimo punto di dispacciamento isolato.

4.7 Il Gestore del mercato elettrico valorizza l'energia elettrica relativa a offerte di vendita presentate nel mercato del giorno prima con riferimento a punti di dispacciamento isolati al prezzo di cui all'art. 30.4 lettera c) della deliberazione n. 111/06.

4.8 Le unità di produzione e le unità di consumo relative a punti di dispacciamento isolati non sono ammesse alla partecipazione al mercato di aggiustamento né al mercato per i servizi di dispacciamento.

4.9 Per le unità di produzione appartenenti a punti di dispacciamento isolati il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, per ciascun periodo rilevante, è pari al prezzo di cui all'art. 30.4 lettera c) della deliberazione n. 111/06.

4.10 Per le unità di consumo appartenenti a punti di dispacciamento isolati il prezzo di sbilanciamento effettivo, applicato su base mensile all'energia elettrica prelevata dai punti di dispacciamento isolati, è pari al prezzo di cui all'art. 30.4 lettera c) della deliberazione n. 111/06.

4.11 Il Gestore del mercato elettrico segnala all'Autorità ogni violazione delle disposizioni di cui ai commi 4.3 e 4.4.

Articolo 5

Disposizioni relative alla determinazione convenzionale dell'energia elettrica immessa e prelevata

5.1 Il presente articolo definisce le modalità di determinazione convenzionale dell'energia elettrica immessa nei punti di immissione e prelevata dai punti di prelievo serviti nel mercato libero, non trattati su base oraria e appartenenti a reti non interconnesse.

5.2 Le disposizioni del TILP e della deliberazione n. ARG/elt 29/08 non trovano applicazione nell'ambito delle reti non interconnesse e l'energia elettrica prelevata nell'ambito di tali reti non viene ricompresa nel calcolo del prelievo residuo d'area di alcuna area di riferimento.

5.3 L'energia elettrica immessa in un punto di immissione, non trattato su base oraria, in ciascuna ora è determinata, secondo i profili convenzionali stabiliti dalla deliberazione ARG/elt 178/08.

5.4 L'energia elettrica attribuita convenzionalmente in ciascuna ora a un punto di prelievo, servito nel mercato libero, non trattato su base oraria e appartenente a una rete non interconnessa è data dal prodotto tra:

a) la differenza dell'energia elettrica immessa nella rete non interconnessa nella medesima ora da tutti gli impianti di produzione e l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo trattati orari appartenenti alla medesima rete (di seguito: PRA isolato) e

b) il coefficiente di ripartizione di cui al comma 5 del presente articolo del medesimo punto di prelievo.

5.5 Il coefficiente di ripartizione di un punto di prelievo non trattato orario appartenente a una rete non interconnessa è calcolato dal gestore della medesima rete come rapporto tra l'energia elettrica prelevata da detto punto di prelievo nel corso dell'anno solare precedente e la totale energia elettrica immessa nella rete non interconnessa nel medesimo anno, al netto dell'energia elettrica prelevata da punti di prelievo trattati orari.

5.6 Secondo le tempistiche di cui all'articolo 14 del TILP ciascun utente del dispacciamento titolare di punti di prelievo in una rete non interconnessa regola con Terna la differenza tra l'energia elettrica effettivamente prelevata da detti punti e l'energia elettrica loro attribuita ai sensi del comma 4 del presente articolo al prezzo di conguaglio di cui all'articolo 14 del TILP calcolato utilizzando il PRA isolato di cui al medesimo comma 4 del presente articolo.

Articolo 6

Erogazione dei servizi di maggior tutela e salvaguardia

6.1 Secondo le tempistiche di cui all'articolo 14 del TILP l'Acquirente Unico regola con Terna, al prezzo di conguaglio di cui al medesimo articolo del TILP ottenuto utilizzando il PRA isolato di cui all'articolo 5.4, l'energia elettrica prelevata dagli utenti serviti in maggior tutela e connessi a ciascuna rete non interconnessa, ad eccezione delle reti nella titolarità di imprese elettriche minori - determinata su base annuale come differenza tra la totale energia elettrica immessa nella rete non interconnessa e l'energia elettrica prelevata complessivamente da utenti del mercato libero.

6.2 L'Acquirente Unico predispone e sottopone all'approvazione dell'Autorità un contratto tipo di cessione dell'energia elettrica ai soggetti esercenti la maggior tutela per la fornitura dei clienti del mercato tutelato connessi a reti non interconnesse secondo criteri di efficienza e non discriminazione. Nell'ambito di tale contratto vengono stabiliti i criteri per la regolazione tra Acquirente Unico ed esercente la maggior tutela delle partite economiche di cui al comma 1 del presente articolo.

6.3 L'Acquirente unico non stipula contratti di cessione di energia elettrica con imprese elettriche minori per la fornitura dei clienti del mercato tutelato, per i quali si applicano le modalità di fornitura attualmente vigenti sino a nuovo provvedimento dell'Autorità.

6.4 Il servizio di salvaguardia è garantito dai soggetti individuati dalle procedure concorsuali di cui al decreto 23 novembre 2007 secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 337/07 anche per i clienti finali connessi a reti non interconnesse.

Articolo 7

Ulteriori disposizioni specifiche inerenti le reti non interconnesse gestite da Imprese elettriche minori

7.1 Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano fino al completamento del procedimento di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 208/06, come integrato con deliberazione ARG/elt 82/08, in materia di regolazione delle imprese elettriche minori ubicate in isole non interconnesse.

7.2 Terna assume la qualifica di utente del dispacciamento e operatore di mercato degli impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse gestite da Imprese elettriche minori.

7.3 Agli impianti essenziali nella titolarità di imprese elettriche minori non si applicano i corrispettivi di cui ai commi 63.13 e 64.8 della deliberazione n. 111/06.

7.4 Entro il quindicesimo giorno del secondo mese successivo a quello di competenza, Terna riconosce a ciascuna impresa elettrica minore titolare di impianti essenziali per la sicurezza di una rete non interconnessa, un corrispettivo pari al prodotto tra l'energia elettrica relativa a offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima con riferimento a detti impianti essenziali e il prezzo di cui all'articolo 30.4 lettera c) della deliberazione n. 111/06 aumentato dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli artt. 44, 45, 46, 47, 48 e 73 della medesima deliberazione.

7.5 I ricavi derivanti a ciascuna impresa elettrica minore dall'applicazione di quanto disposto al comma 3 del presente articolo vengono considerati nell'ambito del calcolo della integrazione tariffaria secondo la normativa vigente.

Articolo 8

Disposizioni finali

8.1 Per tutti gli aspetti relativi all'erogazione del servizio di dispacciamento per i punti di immissione e prelievo localizzati su reti non interconnesse non esplicitamente regolati nel presente provvedimento sono valide le disposizioni di cui alla deliberazione n. 111/06, in quanto compatibili.

8.2 Il saldo netto dei proventi e degli oneri derivanti a Terna in ciascun trimestre dall'applicazione delle disposizioni di cui al presente provvedimento è considerato nel calcolo della somma di cui all'articolo 44, comma 1, della deliberazione n. 111/06, con riferimento alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44, comma 3, della medesima deliberazione, valevole per il trimestre successivo.

ALLEGATO *1*

Reti elettriche non interconnesse delle seguenti isole del territorio nazionale:

Isola di Ustica
Isole Tremiti
Isola di Levanzo
Isola di Favignana
Isola di Lipari
Isola di Lampedusa
Isola di Linosa
Isola di Marettimo
Isola di Ponza
Isola del Giglio
Isola di Capri
Isola di Pantelleria
Isola di Stromboli
Isola di Panarea
Isola di Vulcano
Isola di Salina
Isola di Alicudi
Isola di Filicudi
Isola di Capraia
Isola di Ventotene

09A10129

DELIBERAZIONE 14 luglio 2009.

Definizione di una procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione per le quali il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento. (Deliberazione n. ARG/elt 93/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 14 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- la direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CE (di seguito: direttiva 2004/8/CE);
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: Cip) 29 aprile 1992, n. 6/92, come integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 24 gennaio 1997 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 ottobre 1997, n. 108/97 (di seguito: deliberazione n. 108/97);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 74/08 (Testo Integrato dello Scambio sul Posto);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 1/09;
- la lettera della società Gestore dei servizi elettrici Spa (di seguito: GSE) prot. AD/P2009000066 del 19 maggio 2009, prot. Autorità n. 29050 in data 25/05/2009 (di seguito: lettera 19 maggio 2009).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 280/07 sono state definite le condizioni per l'erogazione del servizio di ritiro dedicato da parte del GSE ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239;
- con la deliberazione ARG/elt 74/08, è stato approvato il Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto (TISP),
- con la deliberazione ARG/elt 1/09, in attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto, sono state disciplinate le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva;
- il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento delle unità di produzione:
    - con convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92 (di seguito: unità di produzione Cip 6/92) , nonché della deliberazione n. 108/97;
    - che aderiscono al regime di ritiro dedicato;
    - che aderiscono al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva;
    - che aderiscono allo scambio sul posto;
- l'articolo 9 della deliberazione n. 280/07 stabilisce che il GSE definisca le procedure necessarie per migliorare la prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e che ai fini dell'applicazione di tali procedure il GSE utilizzi anche i dati resi disponibili dai produttori ai sensi del comma 5.1, lettera c), del medesimo Allegato A il quale stabilisce che i medesimi produttori, per ogni impianto, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, sono tenuti a trasmettere al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, i dati storici disponibili relativi alla disponibilità della fonte ed alle immissioni dell'energia elettrica, oltre che altri dati eventualmente richiesti dal GSE al fine di consentire il miglioramento delle previsioni di immissione da tali impianti; e che:
    a) il GSE segnala all'Autorità i casi di reiterata inadempienza al suddetto obbligo, ai fini dell'adozione di provvedimenti di propria competenza;
    b) i casi di reiterata inadempienza possono comportare la risoluzione della convenzione per il ritiro dedicato;
- l'articolo 12, comma 12.2, della deliberazione n. 280/07 stabilisce che la remunerazione delle attività svolte dal GSE ai fini di migliorare la prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, previa verifica da parte dell'Autorità e tenendo conto dei risultati ottenuti; e che, in ottemperanza alle predette disposizioni, il GSE ha predisposto sistemi per la previsione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili basati sulla definizione di algoritmi differenziati per fonte di alimentazione e più in particolare di tipo neurale e/o strutturati tramite modelli fisici per tener conto dell'orografia del sito in cui è localizzato l'impianto di produzione, del

posizionamento ed orientamento dei singoli generatori oltre che dei dati tecnici caratteristici dell'impianto di produzione ;

- i sistemi predisposti per la previsione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili di cui al precedente alinea sono utilizzati anche nell'ambito della attività di generazione e trasmissione delle offerte al mercato elettrico per le unità di produzione Cip 6/92;
- con la lettera 19 maggio 2009, il GSE ha trasmesso all'Autorità una bozza di progetto finalizzata all'evoluzione dei sistemi di previsione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: proposta di progetto), che prevede l'acquisizione in tempo reale, via satellite con frequenza al più oraria, dei dati di potenza, energia e fonte primaria, quali a titolo esemplificativo la portata, la direzione e la velocità del vento per gli impianti eolici, oltre all'installazione, presso il GSE, di sistemi di controllo e monitoraggio della produzione dei medesimi impianti e dello stato dei luoghi;
- il sistema di previsione predisposto dal GSE, in attuazione del suddetto articolo 9 della deliberazione n. 280/07, nonché tutte le altre attività effettuate dal GSE al fine della stime della previsione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, sono da inquadrarsi in un'ottica evolutiva di integrazione nel sistema elettrico della produzione da fonti rinnovabili non programmabili mediante un contributo attivo degli utenti di dispacciamento attraverso l'effettuazione di previsioni del livello di produzione attesa delle unità di produzione interessate;
- l'attuazione della proposta di progetto da parte del GSE implica che i produttori per i quali il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento sono tenuti ad effettuare le attività, come definite dal GSE, per l'attuazione del progetto medesimo.

Ritenuto opportuno:

- verificare positivamente la proposta di progetto relativamente alle unità di produzione per le quali il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento;
- che il progetto definitivo, inclusivo delle procedure di attuazione che coinvolgano i soggetti produttori e delle previsioni di costo del progetto medesimo, sia attuato previa verifica dell'Autorità

DELIBERA

1. di verificare positivamente la proposta di progetto del GSE, relativamente alle unità di produzione per le quali il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento;
2. di richiedere al GSE, entro 30 (trenta) giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, la trasmissione alla Direzione Mercati dell'Autorità, ai fini dell'approvazione da parte della medesima Autorità, di una relazione contenente il progetto definitivo, il programma di attività per la sua implementazione, le procedure e la stima dei costi relativi all'attuazione e alla gestione del progetto medesimo;

3. di prevedere che i produttori che hanno la titolarità o la disponibilità delle unità di produzione di cui al punto 1, sono tenuti, senza oneri a carico dei medesimi, a dotarsi di apparati di rilevazione e registrazione della fonte primaria e a consentire l'accesso sui siti in cui sono localizzate le medesime unità per l'installazione degli apparati e per l'implementazione dei sistemi funzionali alla realizzazione del progetto secondo una procedura tecnica definite dal GSE. A tal fine, il GSE, entro 120 (centoventi) giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, trasmette alla Direzione Mercati dell'Autorità, previa consultazione con gli operatori potenzialmente interessati, la citata procedura tecnica; tale procedura, a seguito della predetta verifica, viene pubblicata sul sito internet del GSE;
4. il GSE segnala i comportamenti omissivi e/o dilatori da parte dei produttori all'Autorità, riscontrati in sede di attuazione del progetto, adottando eventualmente i rimedi più opportuni previsti dall'ordinamento in caso di inadempimento, come individuato nell'ambito della procedura di cui al punto 2;
5. i dati rilevati e registrati dagli apparati e dai sistemi di cui al punto 2, trasmessi al GSE, sono utilizzati, in via riservata, dal medesimo GSE esclusivamente per le finalità del presente provvedimento;
6. di trasmettere il presente provvedimento al GSE;
7. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento.

Milano, 14 luglio 2009

Il presidente: Ortis

09A10130

DELIBERAZIONE 15 luglio 2009.

Determinazione dell'aliquota definitiva di integrazione tariffaria relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore non trasferita all'Enel S.p.A. Impresa Campo Elettricità ICEL S.r.l. (Deliberazione n. ARG/elt 95/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 13 gennaio 1987, n. 2 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 20 gennaio 1987;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 26 luglio 2000, n. 132/00;
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00 (di seguito: deliberazione n. 182/00);
- la deliberazione dell'Autorità 18 aprile 2002, n. 63/02 (di seguito: deliberazione n. 63/02);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2005, n. 254/05 (di seguito: deliberazione n. 254/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 (di seguito: deliberazione n. 288/05);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata;

- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07), come successivamente modificata e integrata;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, VIS 6/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 82/08);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07 (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2007);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009, ARG/elt 15/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 15/09);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: la Cassa) relative al procedimento istruttorio per la determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per l'anno 2007 dell'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità ICEL S.r.l., e in particolare le comunicazioni 12 marzo 2009, prot. 491 (prot. Autorità 12472 del 16 marzo 2009), 30 dicembre 2008, prot. 2690 (prot. Autorità 1391 del 13 gennaio 2009) e 2 dicembre 2008, prot. n. 2554 (prot. Autorità 40029 del 15 dicembre 2008).

Considerato che:

- l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), su proposta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: imprese elettriche minori), l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tra i compiti trasferiti all'Autorità vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;
- con le comunicazioni sopra richiamate la Cassa ha trasmesso all'Autorità i risultati dell'attività istruttoria per la determinazione delle integrazioni per l'anno 2007, spettante all'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l. (isola di Levanzo).

Considerato che:

- con deliberazione ARG/elt 15/09 l'Autorità ha, tra l'altro, determinato le aliquote definitive relative agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per l'impresa in oggetto;

- ai sensi dell'articolo 7, l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le aliquote di integrazione tariffaria corrisposte dalla Cassa a titolo di acconto alla suddetta impresa a partire dal 1 gennaio 2007 sono state ricalcolate sulla base delle aliquote definitive approvate con la deliberazione ARG/elt 15/09 per il 2006;
- l'articolo 7, comma 4, della legge n. 10/91, inoltre, prevede che "il CIP può modificare l'acconto per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente (…) qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso";
- la deliberazione n. 288/05 disciplina il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto relativa ai maggiori costi di acquisto del combustibile;
- ai sensi del comma 3 della deliberazione n. 288/05, il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto prende come base di riferimento la componente di combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria definitiva relativa all'anno più recente.

Considerato che:

- con deliberazione n. 254/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, nell'ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal Testo integrato e che nell'ambito di tale procedimento è stato diffuso un documento per la consultazione in data 21 dicembre 2005;
- con deliberazione n. 208/06 l'Autorità ha fatto confluire il procedimento di cui al precedente alinea nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011;
- nell'ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 2 agosto 2007, l'Autorità ha ribadito l'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- con la deliberazione n. 348/07, l'Autorità ha disposto di rinviare il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, in conformità a quanto previsto nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, prevedendo una proroga dell'attuale regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie;
- con la deliberazione ARG/elt 82/08, l'Autorità ha associato a quanto previsto dalla precedente deliberazione n. 208/06 una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, che preveda adeguati incentivi al recupero di efficienza e garantisca il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 1, della direttiva 2003/54/CE".

Considerato che:

- nei considerata della deliberazione ARG/elt 15/09 si osservava che la differenza tra la somma delle aliquote di integrazione tariffaria corrisposte in acconto dalla Cassa negli anni 1999-2006 e la somma delle aliquote di integrazione tariffaria approvate poteva anche risultare negativa; e che, di conseguenza, si sarebbe configurata la necessità di una restituzione alla Cassa da parte delle imprese elettriche minori interessate;
- analoga situazione si configura per le eventuali differenze tra quanto percepito in acconto per gli anni successivi al 2006, dapprima calcolati sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 1998, poi ricalcolati sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 2006 con la deliberazione ARG/elt 15/09 e attualmente da rideterminare sulla base dell'aliquota definitiva approvata con la presente delibera;
- il comma 3 della deliberazione ARG/elt 15/09 aveva disposto di sospendere la restituzione da parte delle imprese delle somme complessive eventualmente dovute per effetto del provvedimento, fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori di cui alle deliberazioni n. 254/05 e n. 208/06, come integrata dalla deliberazione ARG/elt 82/08;
- il medesimo comma subordinava tale sospensione alla condizione che il procedimento di riforma anzidetto fosse completato entro il 31 dicembre 2009.

Ritenuto opportuno:

- determinare in via definitiva l'aliquota di integrazione tariffaria relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l. (isola di Levanzo) secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;
- che l'aliquota definitiva relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento si applichi come nuova aliquota di integrazione provvisoria con decorrenza dall'1 gennaio 2008, tenuto conto di quanto previsto dalla deliberazione n. 288/05;
- ove la Cassa vanti nei confronti della Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l. un credito a seguito della deliberazione ARG/elt 15/09, che eventuali conguagli, se positivi verso l'impresa, vadano a ridurre tale credito; e che, viceversa, eventuali conguagli di tipo negativo vadano a sommarsi al credito esistente;
- invece, ove la Cassa presenti un debito pregresso verso la Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l., che eventuali conguagli positivi verso l'impresa si sommino al debito esistente; e che, viceversa, eventuali conguagli di tipo negativo riducano il debito esistente;
- confermare la sospensione delle restituzioni eventualmente dovute da Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l. fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, a condizione che detto procedimento si concluda entro il 31 dicembre 2009;

- nel caso in cui il procedimento di cui al precedente alinea non si concluda entro il 31 dicembre 2009, prevedere che le eventuali restituzioni abbiano luogo in modo graduale a scalare sulle aliquote di integrazione tariffaria corrisposta in acconto, a partire dal bimestre gennaio-febbraio 2010, fino alla concorrenza della somma dovuta

DELIBERA

1. di determinare, ai fini della corresponsione da parte della Cassa dell'integrazione tariffaria spettante ad imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché ai fini della quantificazione degli eventuali conguagli, l'aliquota definitiva relativa all'anno 2007 per ogni kWh venduto dall'impresa Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l., secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;
2. di disporre che, per l'anno 2008 e seguenti, la Cassa corrisponda all'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento, a titolo di acconto e salvo conguaglio, l'integrazione tariffaria calcolata sulla base dell'ultima aliquota definitiva approvata, tenuto conto di quanto previsto della deliberazione n. 288/05 e ponendo la componente combustibile del primo bimestre dell'anno 2008 pari alla componente combustibile dell'aliquota definitiva per l'anno 2007 approvata con il presente provvedimento;
3. di includere i conguagli derivati dalla determinazione dell'aliquota definitiva 2007 di cui al presente provvedimento nelle partite finanziarie eventualmente già aperte con Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l.;
4. che le modalità di restituzione dell'eventuale debito residuo da parte della Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l. verso la Cassa rimangono regolate come stabilito dalla deliberazione ARG/elt 15/09;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 15 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO

Tabella 1 - Aliquota di integrazione spettante all'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità ICEL S.r.l. per l'anno 2007 (importi in centesimi di euro per kWh)

Impresa Campo Elettricità ICEL S.r.l.	107,39

09A10131

DELIBERAZIONE 15 luglio 2009.

Determinazione dell'aliquota definitiva di integrazione tariffaria relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore non trasferita all'Enel S.p.A. S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. (Deliberazione n. ARG/elt 96/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 13 gennaio 1987, n. 2 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 20 gennaio 1987;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 26 luglio 2000, n. 132/00;
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00 (di seguito: deliberazione n. 182/00);
- la deliberazione dell'Autorità 18 aprile 2002, n. 63/02 (di seguito: deliberazione n. 63/02);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2005, n. 254/05 (di seguito: deliberazione n. 254/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 (di seguito: deliberazione n. 288/05);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata;

- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07), come successivamente modificata e integrata;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, VIS 6/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 82/08);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07 (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2007);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009, ARG/elt 15/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 15/09);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: la Cassa) relative al procedimento istruttorio per la determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per l'anno 2007 dell'impresa elettrica minore S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l., e in particolare le comunicazioni 14 aprile 2009, prot. 660 (prot. Autorità 17864 del 16 aprile 2009), 3 marzo 2009, prot. 375 (prot. Autorità 10445 del 5 marzo 2009) e 4 febbraio 2009, prot. n. 155 (prot. Autorità 5824 del 6 febbraio 2009).

Considerato che:

- l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), su proposta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: imprese elettriche minori), l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tra i compiti trasferiti all'Autorità vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;
- con le comunicazioni sopra richiamate la Cassa ha trasmesso all'Autorità i risultati dell'attività istruttoria per la determinazione delle integrazioni per l'anno 2007, spettante all'impresa elettrica minore S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. (isola del Giglio).

Considerato che:

- con deliberazione ARG/elt 15/09 l'Autorità ha, tra l'altro, determinato le aliquote definitive relative agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per l'impresa in oggetto;

- ai sensi dell'articolo 7, l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le aliquote di integrazione tariffaria corrisposte dalla Cassa a titolo di acconto alla suddetta impresa a partire dal 1 gennaio 2007 sono state ricalcolate sulla base delle aliquote definitive approvate con la deliberazione ARG/elt 15/09 per il 2006;
- l'articolo 7, comma 4, della legge n. 10/91, inoltre, prevede che "il CIP può modificare l'acconto per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente (…) qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso";
- la deliberazione n. 288/05 disciplina il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto relativa ai maggiori costi di acquisto del combustibile;
- ai sensi del comma 3 della deliberazione n. 288/05, il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto prende come base di riferimento la componente di combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria definitiva relativa all'anno più recente.

Considerato che:

- con deliberazione n. 254/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, nell'ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal Testo integrato e che nell'ambito di tale procedimento è stato diffuso un documento per la consultazione in data 21 dicembre 2005;
- con deliberazione n. 208/06 l'Autorità ha fatto confluire il procedimento di cui al precedente alinea nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011;
- nell'ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 2 agosto 2007, l'Autorità ha ribadito l'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- con la deliberazione n. 348/07, l'Autorità ha disposto di rinviare il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, in conformità a quanto previsto nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, prevedendo una proroga dell'attuale regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie;
- con la deliberazione ARG/elt 82/08, l'Autorità ha associato a quanto previsto dalla precedente deliberazione n. 208/06 una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, che preveda adeguati incentivi al recupero di efficienza e garantisca il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 1, della direttiva 2003/54/CE".

Considerato che:

- nei considerata della deliberazione ARG/elt 15/09 si osservava che la differenza tra la somma delle aliquote di integrazione tariffaria corrisposte in acconto dalla Cassa negli anni 1999-2006 e la somma delle aliquote di integrazione tariffaria approvate poteva anche risultare negativa; e che, di conseguenza, si sarebbe configurata la necessità di una restituzione alla Cassa da parte delle imprese elettriche minori interessate;
- analoga situazione si configura per le eventuali differenze tra quanto percepito in acconto per gli anni successivi al 2006, dapprima calcolati sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 1998, poi ricalcolati sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 2006 con la deliberazione ARG/elt 15/09 e attualmente da rideterminare sulla base dell'aliquota definitiva approvata con la presente delibera;
- il comma 3 della deliberazione ARG/elt 15/09 aveva disposto di sospendere la restituzione da parte delle imprese delle somme complessive eventualmente dovute per effetto del provvedimento, fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori di cui alle deliberazioni n. 254/05 e n. 208/06, come integrata dalla deliberazione ARG/elt 82/08;
- il medesimo comma subordinava tale sospensione alla condizione che il procedimento di riforma anzidetto fosse completato entro il 31 dicembre 2009.

Ritenuto opportuno:

- determinare in via definitiva l'aliquota di integrazione tariffaria relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. (isola del Giglio) secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;
- che l'aliquota definitiva relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento si applichi come nuova aliquota di integrazione provvisoria con decorrenza dall'1 gennaio 2008, tenuto conto di quanto previsto dalla deliberazione n. 288/05;
- ove la Cassa vanti nei confronti della S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. un credito a seguito della deliberazione ARG/elt 15/09, che eventuali conguagli, se positivi verso l'impresa, vadano a ridurre tale credito; e che, viceversa, eventuali conguagli di tipo negativo vadano a sommarsi al credito esistente;
- invece, ove la Cassa presenti un debito pregresso verso la S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l., che eventuali conguagli positivi verso l'impresa si sommino al debito esistente; e che, viceversa, eventuali conguagli di tipo negativo riducano il debito esistente;
- confermare la sospensione delle restituzioni eventualmente dovute da S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, a condizione che detto procedimento si concluda entro il 31 dicembre 2009;

- nel caso in cui il procedimento di cui al precedente alinea non si concluda entro il 31 dicembre 2009, prevedere che le eventuali restituzioni abbiano luogo in modo graduale a scalare sulle aliquote di integrazione tariffaria corrisposta in acconto, a partire dal bimestre gennaio-febbraio 2010, fino alla concorrenza della somma dovuta

DELIBERA

1. di determinare, ai fini della corresponsione da parte della Cassa dell'integrazione tariffaria spettante ad imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché ai fini della quantificazione degli eventuali conguagli, l'aliquota definitiva relativa all'anno 2007 per ogni kWh venduto dall'impresa S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l., secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;
2. di disporre che, per l'anno 2008 e seguenti, la Cassa corrisponda all'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento, a titolo di acconto e salvo conguaglio, l'integrazione tariffaria calcolata sulla base dell'ultima aliquota definitiva approvata, tenuto conto di quanto previsto della deliberazione n. 288/05 e ponendo la componente combustibile del primo bimestre dell'anno 2008 pari alla componente combustibile dell'aliquota definitiva per l'anno 2007 approvata con il presente provvedimento;
3. di includere i conguagli derivati dalla determinazione dell'aliquota definitiva 2007 di cui al presente provvedimento nelle partite finanziarie eventualmente già aperte con S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l.;
4. che le modalità di restituzione dell'eventuale debito residuo da parte della S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. verso la Cassa rimangono regolate come stabilito dalla deliberazione ARG/elt 15/09;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 15 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO

Tabella 1 - Aliquota di integrazione spettante all'impresa elettrica minore S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l. per l'anno 2007 (importi in centesimi di euro per kWh)

S.I.E. Società Impianti Elettrici S.r.l.	36,60

09A10132

DELIBERAZIONE 15 luglio 2009.

Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria relative agli anni dal 1999 al 2006 per l'impresa elettrica minore non trasferita all'Enel S.p.A. S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A. (Deliberazione n. ARG/elt 97/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 13 gennaio 1987, n. 2 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 20 gennaio 1987;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 21 maggio 1998, n. 48/98;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 luglio 2000, n. 132/00;
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00 (di seguito: deliberazione n. 182/00);
- la deliberazione dell'Autorità 12 giugno 2003, n. 63/03;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2005, n. 254/05 (di seguito: deliberazione n. 254/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 (di seguito: deliberazione n. 288/05);
- la deliberazione dell'Autorità 19 aprile 2006, n. 82/06 (di seguito: deliberazione n. 82/06);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2006, n. 85/06 (di seguito: deliberazione n. 85/06);

- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, VIS 6/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 82/08);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009, ARG/elt 15/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 15/09);
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2009, ARG/elt 73/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 73/09);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07 (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2007);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa) relative ai procedimenti istruttori per la determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle seguenti imprese elettriche minori S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. e S.MED.E. Pantelleria S.p.A., e in particolare le comunicazioni 6 febbraio 2009, prot. 233 (prot. Autorità 6149 del 9 febbraio 2009) e 29 maggio 2009, prot. n. 1095 (prot. Autorità 30617/A del 1 giugno 2009);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il settore elettrico 30 aprile 2009, prot. n. 827 (prot. Autorità 24472 del 8 maggio 2009), e 29 maggio 2009, prot. n. 1095 (prot. Autorità 30617/A del 1 giugno 2009) relative alla correzione di un errore materiale che determina la rettifica delle aliquote definitive per il 2003 approvate con deliberazione ARG/elt 15/09;
- la comunicazione della Cassa Conguaglio per il settore elettrico 13 luglio 2009, prot. n. 1499 (prot. Autorità 40150 del 15 luglio 2009) che rettifica le aliquote definitive a valle del supplemento di istruttoria richiesto relativamente alle attività di illuminazione pubblica per gli anni 2005 e 2006.

Considerato che:

- l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), su proposta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: imprese elettriche minori), l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tra i compiti trasferiti all'Autorità vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;

- con la comunicazione del 6 febbraio sopra citata la Cassa ha trasmesso all'Autorità i risultati dell'attività istruttoria per la determinazione delle integrazioni per gli anni dal 1999 al 2006, spettanti alle seguenti imprese elettriche minori:
    a. S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A. (isola di Lampedusa);
    b. S.EL.I.S. Linosa S.p.A. (isola di Linosa);
    c. S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. (isola di Marettimo);
    d. S.MED.E. Pantelleria S.p.A. (isola di Pantelleria);
- l'attività istruttoria dell'Autorità ha evidenziato la necessità di alcune correzioni ed approfondimenti, a seguito dei quali la Cassa ha comunicato, con lettera del 29 maggio scorso, le aliquote definitive corrette per le imprese S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A. e S.MED.E. Pantelleria S.p.A., mentre ha segnalato la necessità di un supplemento di istruttoria per la società S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., come precisato nelle motivazioni della Deliberazione ARG/elt 73/09;
- il supplemento di istruttoria ha consentito alla Cassa di verificare costi e ricavi, per gli anni 2005 e 2006, relativi all'attività di manutenzione del servizio di illuminazione pubblica nell'isola di Lampedusa, attività non rientrante nell'ambito di applicazione delle integrazioni tariffarie; e che la Cassa ha dunque provveduto a comunicare all'Autorità le aliquote di integrazione corrette con lettera del 13 luglio 2009, prot. n. 1499 (prot. Autorità 40150 del 15 luglio 2009).

Considerato che:

- con deliberazione n. 82/06 l'Autorità ha, tra l'altro, rideterminato le aliquote definitive relative agli anni dal 1991 al 1998 per l'impresa sopra richiamata;
- ai sensi dell'articolo 7, l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le aliquote di integrazione tariffaria corrisposte dalla Cassa a titolo di acconto alla suddetta impresa a partire dal 1 gennaio 1999 sono state calcolate sulla base delle aliquote definitive approvate con la deliberazione n. 82/06 per il 1998;
- l'articolo 7, comma 4, della legge n. 10/91, inoltre, prevede che "il CIP può modificare l'acconto per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente (…) qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso";
- le deliberazioni n. 288/05 e n. 85/06 hanno riformato il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto relativa ai maggiori costi di acquisto del combustibile, di cui alla deliberazione n. 182/00;
- ai sensi del comma 3 della deliberazione n. 288/05, il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto prende come base di riferimento la componente di combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria definitiva relativa all'anno più recente;
- gli effetti della deliberazione n. 85/06 con riferimento a ciascuna impresa elettrica minore interessata, cessano con l'approvazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria relative all'anno 2005, come previsto dal punto 8 del medesimo provvedimento.

Considerato che:

- con deliberazione n. 254/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, nell'ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal Testo integrato; e che nell'ambito di tale procedimento è stato diffuso un documento per la consultazione in data 21 dicembre 2005;
- con deliberazione n. 208/06 l'Autorità ha fatto confluire il procedimento di cui al precedente alinea nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011;
- nell'ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 2 agosto 2007, l'Autorità ha ribadito l'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- con la deliberazione n. 348/07, l'Autorità ha disposto di rinviare il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, in conformità a quanto previsto nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, prevedendo una proroga dell'attuale regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie;
- con la deliberazione ARG/elt 82/08, l'Autorità ha associato a quanto previsto dalla precedente deliberazione n. 208/06 una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, che preveda adeguati incentivi al recupero di efficienza e garantisca il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 1, della direttiva 2003/54/CE.

Considerato che:

- la differenza tra la somma delle integrazioni tariffarie corrisposte in acconto dalla Cassa negli anni 1999-2006 e la somma delle integrazioni tariffarie approvate con il presente provvedimento può risultare sia positiva sia negativa; e che nel primo caso si configura la necessità di una restituzione alla Cassa da parte delle imprese elettriche minori interessate (di seguito: restituzioni);
- analoga situazione si configura per le eventuali differenze tra quanto percepito in acconto per gli anni seguenti al 2006, calcolato sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 1998, e il valore degli acconti ricalcolati per i medesimi anni sulla base dell'aliquota definitiva approvata nel presente provvedimento per l'anno 2006;
- il trattamento delle eventuali restituzioni è stato disciplinato dalla deliberazione ARG/elt 15/09 e ripreso dalle deliberazioni successive.

Ritenuto opportuno:

- determinare in via definitiva le aliquote di integrazione tariffaria relativamente agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per l'impresa elettrica minore S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.;

- che l'aliquota definitiva relativa all'anno 2006 per l'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento si applichi come nuova aliquota di integrazione provvisoria erogata a titolo di acconto, con decorrenza dal 1 gennaio 2007, tenuto conto di quanto previsto dalla deliberazione n. 288/05;
- sospendere le eventuali restituzioni da parte dell'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, a condizione che detto procedimento si concluda entro il 31 dicembre 2009;
- nel caso in cui il procedimento di cui al precedente alinea non si concluda entro il 31 dicembre 2009, prevedere che le eventuali restituzioni abbiano luogo in modo graduale a scalare sulle aliquote di integrazione tariffaria corrisposta in acconto, a partire dal bimestre gennaio-febbraio 2010, fino alla concorrenza della somma dovuta

DELIBERA

1. di determinare, ai fini della corresponsione da parte della Cassa dell'integrazione tariffaria spettante ad imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché ai fini della quantificazione degli eventuali conguagli, le aliquote definitive relative agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per ogni kWh venduto dall'impresa S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;
2. di disporre che, per l'anno 2007 e seguenti, la Cassa corrisponda all'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento, a titolo di acconto e salvo conguaglio, l'integrazione tariffaria calcolata sulla base dell'ultima aliquota definitiva approvata, tenuto conto di quanto previsto della deliberazione n. 288/05 e ponendo la componente combustibile del primo bimestre dell'anno 2007 pari alla componente combustibile dell'aliquota definitiva per l'anno 2006 approvata con il presente provvedimento;
3. di disporre che la restituzione, da parte dell'impresa di cui al comma 1, delle somme complessive eventualmente dovute per effetto del presente provvedimento sia sospesa fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori di cui alle deliberazioni n. 254/05 e n. 208/06, come integrata dalla deliberazione ARG/elt 82/08, a condizione che detto procedimento sia completato entro il 31 dicembre 2009;
4. di disporre che, nel caso in cui il procedimento di cui al comma 3 non si concluda entro il 31 dicembre 2009, la restituzione dell'eventuale debito residuo da parte dell'impresa S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A. verso la Cassa abbia luogo in modo graduale, a scalare sulle aliquote di integrazione tariffaria corrisposta in acconto, a partire dal bimestre gennaio-febbraio 2010, fino alla concorrenza della somma dovuta, in coerenza con quanto già stabilito dal punto 6 della deliberazione ARG/elt 15/09;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 15 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO

Tabella 1 - Aliquota di integrazione spettante all'impresa elettrica minore S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A. per gli anni 1999-2006 (importi in centesimi di euro per kWh)

(€ cent/kWh)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.	16,00	23,56	19,31	15,90	14,04	18,54	20,57	21,19

09A10133

DELIBERAZIONE 15 luglio 2009.

Determinazione dell'aliquota definitiva di integrazione tariffaria relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore non trasferita all'Enel S.p.A. Germano Industrie Elettriche S.r.l. (Deliberazione n. ARG/elt 98/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 13 gennaio 1987, n. 2 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 20 gennaio 1987;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 26 luglio 2000, n. 132/00;
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00 (di seguito: deliberazione n. 182/00);
- la deliberazione dell'Autorità 18 aprile 2002, n. 63/02 (di seguito: deliberazione n. 63/02);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2005, n. 254/05 (di seguito: deliberazione n. 254/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05 (di seguito: deliberazione n. 288/05);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata;

- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07), come successivamente modificata e integrata;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, VIS 6/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 82/08);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07 (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2007);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2009, ARG/elt 15/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 15/09);
- le comunicazioni della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: la Cassa) relative al procedimento istruttorio per la determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per l'anno 2007 dell'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettrice S.r.l., e in particolare le comunicazioni 13 luglio 2009, prot. 1497 (prot. Autorità 40152 del 15 luglio 2009), 4 febbraio 2009, prot. 151 (prot. Autorità 5837del 6 febbraio 2009) e 12 marzo 2009, prot. n. 491 (prot. Autorità 12080 del 13 marzo 2009).

Considerato che:

- l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), su proposta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: imprese elettriche minori), l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tra i compiti trasferiti all'Autorità vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;
- con le comunicazioni sopra richiamate la Cassa ha trasmesso all'Autorità i risultati dell'attività istruttoria per la determinazione delle integrazioni per l'anno 2007, spettante all'impresa elettrica minore Germano S.r.l. (isole Tremiti).

Considerato che:

- con deliberazione ARG/elt 15/09 l'Autorità ha, tra l'altro, determinato le aliquote definitive relative agli anni 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006 per l'impresa in oggetto;

- ai sensi dell'articolo 7, l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le aliquote di integrazione tariffaria corrisposte dalla Cassa a titolo di acconto alla suddetta impresa a partire dal 1 gennaio 2007 sono state ricalcolate sulla base delle aliquote definitive approvate con la deliberazione ARG/elt 15/09 per il 2006;
- l'articolo 7, comma 4, della legge n. 10/91, inoltre, prevede che "il CIP può modificare l'acconto per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente (…) qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso";
- la deliberazione n. 288/05, disciplina il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto relativa ai maggiori costi di acquisto del combustibile;
- ai sensi del comma 3 della deliberazione n. 288/05, il meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto prende come base di riferimento la componente di combustibile dell'aliquota di integrazione tariffaria definitiva relativa all'anno più recente.

Considerato che:

- con deliberazione n. 254/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, nell'ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal Testo integrato e che nell'ambito di tale procedimento è stato diffuso un documento per la consultazione in data 21 dicembre 2005;
- con deliberazione n. 208/06 l'Autorità ha fatto confluire il procedimento di cui al precedente alinea nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011;
- nell'ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 2 agosto 2007, l'Autorità ha ribadito l'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- con la deliberazione n. 348/07, l'Autorità ha disposto di rinviare il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, in conformità a quanto previsto nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, prevedendo una proroga dell'attuale regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie;
- con la deliberazione ARG/elt 82/08, l'Autorità ha associato a quanto previsto dalla precedente deliberazione n. 208/06 una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, che preveda adeguati incentivi al recupero di efficienza e garantisca il rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 1, della direttiva 2003/54/CE".

Considerato che:

- nei considerata della deliberazione ARG/elt 15/09 si osservava che la differenza tra la somma delle aliquote di integrazione tariffaria corrisposte in acconto dalla Cassa negli anni 1999-2006 e la somma delle aliquote di integrazione tariffaria approvate poteva anche risultare negativa; e che, di conseguenza, si sarebbe configurata la necessità di una restituzione alla Cassa da parte delle imprese elettriche minori interessate;
- analoga situazione si configura per le eventuali differenze tra quanto percepito in acconto per gli anni successivi al 2006, dapprima calcolati sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 1998, poi ricalcolati sulla base dell'aliquota definitiva approvata per l'anno 2006 con la deliberazione ARG/elt 15/09 e attualmente da rideterminare sulla base dell'aliquota definitiva approvata con la presente delibera;
- il comma 3 della deliberazione ARG/elt 15/09 aveva disposto di sospendere la restituzione da parte delle imprese delle somme complessive eventualmente dovute per effetto del provvedimento, fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori di cui alle deliberazioni n. 254/05 e n. 208/06, come integrata dalla deliberazione ARG/elt 82/08;
- il medesimo comma subordinava tale sospensione alla condizione che il procedimento di riforma anzidetto fosse completato entro il 31 dicembre 2009.

Ritenuto opportuno:

- determinare in via definitiva l'aliquota di integrazione tariffaria relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche S.r.l. (isole Tremiti) secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;
- che l'aliquota definitiva relativa all'anno 2007 per l'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento si applichi come nuova aliquota di integrazione provvisoria con decorrenza dall'1 gennaio 2008, tenuto conto di quanto previsto dalla deliberazione n. 288/05;
- ove la Cassa vanti nei confronti della Germano Industrie Elettriche S.r.l. un credito a seguito della deliberazione ARG/elt 15/09, che eventuali conguagli, se positivi verso l'impresa, vadano a ridurre tale credito; e che, viceversa, eventuali conguagli di tipo negativo vadano a sommarsi al credito esistente;
- invece, ove la Cassa presenti un debito pregresso verso la Germano Industrie Elettriche S.r.l. che eventuali conguagli positivi verso l'impresa si sommino al debito esistente; e che, viceversa, eventuali conguagli di tipo negativo riducano il debito esistente;
- confermare la sospensione delle restituzioni eventualmente dovute da Germano Industrie Elettriche S.r.l. fino al termine del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, a condizione che detto procedimento si concluda entro il 31 dicembre 2009;

- nel caso in cui il procedimento di cui al precedente alinea non si concluda entro il 31 dicembre 2009, prevedere che le eventuali restituzioni abbiano luogo in modo graduale a scalare sulle aliquote di integrazione tariffaria corrisposta in acconto, a partire dal bimestre gennaio-febbraio 2010, fino alla concorrenza della somma dovuta

DELIBERA

1. di determinare, ai fini della corresponsione da parte della Cassa dell'integrazione tariffaria spettante ad imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, nonché ai fini della quantificazione degli eventuali conguagli, l'aliquota definitiva relativa all'anno 2007 per ogni kWh venduto dall'impresa Germano Industrie Elettriche S.r.l., secondo quanto previsto nella tabella 1 allegata al presente provvedimento;
2. di disporre che, per l'anno 2008 e seguenti, la Cassa corrisponda all'impresa elettrica minore oggetto del presente provvedimento, a titolo di acconto e salvo conguaglio, l'integrazione tariffaria calcolata sulla base dell'ultima aliquota definitiva approvata, tenuto conto di quanto previsto della deliberazione n. 288/05 e ponendo la componente combustibile del primo bimestre dell'anno 2008 pari alla componente combustibile dell'aliquota definitiva per l'anno 2007 approvata con il presente provvedimento;
3. di includere i conguagli derivati dalla determinazione dell'aliquota definitiva 2007 di cui al presente provvedimento nelle partite finanziarie eventualmente già aperte con Germano Industrie Elettriche S.r.l.;
4. che le modalità di restituzione dell'eventuale debito residuo da parte della Germano Industrie Elettriche S.r.l. verso la Cassa rimangono regolate come stabilito dalla deliberazione ARG/elt 15/09;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 15 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO

Tabella 1 - Aliquota di integrazione spettante all'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettrice S.r.l. per l'anno 2007 (importi in centesimi di euro per kWh)

Germano Industrie Elettriche S.r.l.	42,50

09A10134

DELIBERAZIONE 30 luglio 2009.

Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura con (modifiche alla deliberazione n. 111/06). (Deliberazione n. ARG/elt 107/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07 (di seguito: decreto-legge 18 giugno 2007) convertito in legge 3 agosto 2007 n. 125;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 118/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007 n. 156/07 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (deliberazione n. 177/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 336/07 (di seguito: deliberazione n. 336/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 343/2007 (di seguito: deliberazione n. 343/2007);
- la deliberazione dell'Autorità 28 gennaio 2008, ARG/elt 5/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 5/08);

- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 marzo 2008, ARG/elt 29/08 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: deliberazione ARG/elt 29/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 maggio 2008, ARG/elt 65/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 65/08);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2008, ARG/elt 110/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 110/08);
- l'allegato A alla deliberazione 10 dicembre 2008, ARG/elt 178/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 178/08);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2009, ARG/elt 34/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 34/09);
- la deliberazione dell'Autorità 17 giugno 2009, ARG/elt 74/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 74/09);
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/elt 84/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 84/09);
- il Piano Strategico Triennale 2009-2011 dell'Autorità adottato con deliberazione 8 gennaio 2009 GOP 1/09 (di seguito: Piano Strategico 2009-2011);
- il documento per la consultazione 6 agosto 2008, atto n. 28/08, recante "Criteri di definizione ed attribuzione delle partite economiche inerenti al servizio di dispacciamento insorgenti a seguito di eventuali rettifiche dei dati di misura e interventi in tema di servizio di dispacciamento" (di seguito: DCO 28/08);
- il documento per la consultazione 19 dicembre 2008, atto n. 38/08, recante "Criteri di definizione ed attribuzione delle partite economiche inerenti al servizio di dispacciamento insorgenti a seguito di eventuali rettifiche dei dati di misura e interventi in tema di servizio di dispacciamento – seconda consultazione – orientamenti finali" (di seguito: DCO 38/08);
- la lettera di Terna del 24 luglio 2009, prot. P20090009692 (prot. Autorità n 43500 del 28 luglio 2009) (di seguito: lettera 24 luglio 2009).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 affida all'Autorità, fra le altre, la finalità di garantire la promozione dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, promuovendo altresì la tutela degli interessi di utenti e consumatori;
- a seguito delle anomalie relative all'energia non attribuita per il primo trimestre 2007 l'Autorità ha avviato con la deliberazione n. 177/07 un'istruttoria conoscitiva per individuare possibili errori commessi da Terna e dalle imprese distributrici in relazione al servizio di misura e in materia di attività di aggregazione delle misure dei prelievi e delle immissioni di energia elettrica (di seguito: aggregazione delle misure) ed indagare l'eventualità che tali errori siano stati commessi anche in anni precedenti al 2007 (di seguito: istruttoria 177/07);
- in esito agli elementi acquisiti nei primi mesi di attività che hanno evidenziato la necessità di procedere al conguaglio dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento di competenza degli anni 2005, 2006 e 2007, l'istruttoria 177/07 è stata prorogata con la deliberazione n. 336/07 con contestuale raccomandazione a Terna S.p.A (di seguito: Terna), in qualità di soggetto

concessionario dell'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento, di procedere alla fatturazione delle partite di conguaglio previa completa informativa agli utenti del dispacciamento interessati;

- al fine di evitare il protrarsi della situazione di grave incertezza nella ricostruzione delle corrette partite fisiche ed economiche, con la deliberazione ARG/elt 65/08 sono state definite opportune modalità di fatturazione a conguaglio dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento per l'anno 2005 a seguito di rettifiche ai dati di misura (di seguito: rettifiche) pervenute successivamente alla data di entrata in vigore del suddetto provvedimento;
- con le deliberazioni ARG/elt 110/08 e 34/09, le modalità di fatturazione a conguaglio di cui al precedente alinea sono state estese ai corrispettivi di dispacciamento per gli anni 2006 e 2007.

Considerato che:

- negli anni 2005 e 2006 a seguito di rettifiche relative ai punti di prelievo non trattati su base oraria, Terna ha posticipato i termini di determinazione delle partite economiche di conguaglio *load profiling*, con ciò comportando incertezze nella regolazione del servizio di dispacciamento tali da poter turbare i normali meccanismi operativi con rischio di pregiudicare l'ordinato funzionamento del mercato elettrico;
- al fine di dare certezza a regime agli utenti del dispacciamento sulla determinazione delle partite economiche di conguaglio *load profiling* in tempi ragionevoli, l'Autorità, nell'aggiornare gli obblighi informativi in carico alle imprese distributrici a seguito della nuova metodologia di determinazione convenzionale per fasce dei profili di prelievo introdotta dal TILP, ha fissato al 10 maggio il termine ultimo dopo il quale i dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria comunicati dalle imprese distributrici con riferimento all'anno precedente assumono carattere definitivo e non possono essere ulteriormente modificati ai fini della fase di conguaglio *load profiling*, rinviando ad un successivo provvedimento la modalità di trattamento di eventuali rettifiche pervenute successivamente al suddetto termine;
- l'Autorità con la deliberazione ARG/elt 05/08 ha, pertanto, avviato un procedimento (di seguito: procedimento 05/08) volto alla formulazione di criteri per la definizione ed attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche ai dati di misura rilevanti per il conguaglio *load profiling*, pervenute successivamente al 10 maggio dell'anno successivo a quello di competenza (di seguito: rettifiche tardive);
- nell'ambito del procedimento 05/08, in conformità alle previsioni dell'Analisi di impatto regolatorio (di seguito:AIR), cui il procedimento è stato sottoposto, sono stati emanati due documenti per la consultazione, rispettivamente DCO 28/08 e DCO 38/08 in ordine all'adozione di opportune modalità per la definizione ed attribuzione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche tardive;
- nei medesimi documenti di cui al precedente alinea, in continuità con le modalità di fatturazione a conguaglio dei corrispettivi di dispacciamento per gli anni 2005 2006, l'Autorità, estendendo l'ambito di applicazione del procedimento 05/08, ha altresì ipotizzato l'adozione di opportune modalità per il trattamento delle rettifiche ai dati di misura rilevanti ai fini della determinazione

su base mensile delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento pervenute successivamente alle scadenze previste dalla deliberazione n. 111/06 nell'ambito dell'aggregazione delle misure (di seguito: rettifiche di *settlement*), ma antecedentemente al conguaglio *load profiling*.

Considerato che:

- nel DCO 28/08 l'Autorità, in conformità a quanto previsto dalla metodologia AIR:
  - ha delineato gli obiettivi alla base dell'intervento regolatorio di cui al procedimento 05/08 quali:
    - i) corretta contabilizzazione e valorizzazione economica dell'energia prelevata;
    - ii) contenimento dell'impatto economico ed amministrativo sugli utenti del dispacciamento;
    - iii) semplificazione contabile ed amministrativa;
  - ha identificato alcune opzioni in materia di trattamento delle rettifiche di *settlement* e delle rettifiche tardive;
- per quanto attiene le rettifiche di *settlement*, è stato richiesto il parere degli operatori del settore:
  - sulle termine ultimo per l'invio delle suddette rettifiche;
  - sul numero di sessioni in cui liquidare le partite economiche insorgenti dalle suddette rettifiche e sull'eventuale facoltà concessa agli utenti del dispacciamento di richiedere una liquidazione anticipata in presenza di rettifiche rilevanti;
  - sulle modalità di determinazione le suddette partite economiche, articolate sulla base dei diversi corrispettivi unitari di dispacciamento soggetti a rideterminazione e delle diverse modalità di gestione del prelievo residuo di area (di seguito: PRA) e di determinazione del prezzo medio dell'energia prelevata ai fini del conguaglio *load profiling* (di seguito: prezzo di conguaglio *load profiling*);
- in tema di rettifiche tardive l'Autorità ha proposto:
  - la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche relative ai punti di prelievo trattati su base oraria con modalità analoghe a quelle adottate per le rettifiche di *settlement*;
  - la valorizzazione dell'energia sottesa alle rettifiche relative ai punti di prelievo non trattati su base oraria a prezzo di conguaglio *load profiling*;
  - l'applicazione di misure economiche a vantaggio degli utenti del dispacciamento per le partite a debito e per le partite a credito variabili in funzione del ritardo con cui sono state rese note le rettifiche;
- con il DCO 28/08, l'Autorità ha altresì consultato:
  - alcune indicazioni di carattere generale in merito alla revisione del della remunerazione dell'aggregazione delle misure, volta all'introduzione di opportuni meccanismi incentivanti legati alla qualità delle prestazioni rese dalle imprese distributrici;

- una nuova modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento zonale, e conseguentemente dei prezzi di sbilanciamento effettivo, in base a azioni compiute da Terna sul mercato per il servizio di dispacciamento;
- le modalità di rettifica ai coefficienti di ripartizione del prelievo degli utenti del dispacciamento (di seguito: CRPU) e all'energia oraria convenzionale per l'illuminazione pubblica;
- la ricomprensione nel corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 (di seguito: *uplift*) dei proventi ed oneri risultanti per Terna dal trattamento delle rettifiche;

- sul tema delle rettifiche, le risposte al DCO 28/08 da parte degli operatori del settore hanno:
  - manifestato un generale consenso sull'opportunità di una regolazione delle modalità di determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di competenza degli utenti del dispacciamento in prelievo;
  - evidenziato che, per la maggioranza degli operatori del settore, è opportuno, a seguito di rettifiche di *settlement*:
    - i. prevedere la liquidazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement* con cadenza almeno semestrale, fatta salva la possibilità per l'utente del dispacciamento di richiedere la liquidazione anticipata in presenza di rettifiche particolarmente rilevanti;
    - ii. rideterminare l'energia prelevata in ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria;
    - iii. non rideterminare i corrispettivi unitari di dispacciamento;
    - iv. riattribuire l'energia sottesa alle rettifiche al PRA all'Acquirente Unico, senza modificare le quote di PRA attribuite nel *settlement* mensile agli utenti del dispacciamento in prelievo ai sensi del TILP;
    - v. determinare il prezzo di conguaglio *load profiling* sulla base del PRA utilizzato ai fini del *settlement* mensile e non sulla base del PRA aggiornato a seguito delle rettifiche di *settlement*;
  - concordato con:
    - i. i criteri di trattamento delle rettifiche tardive identificati dall'Autorità, propendendo per una liquidazione delle partite economiche insorgenti da tali rettifiche con cadenza annuale;
    - ii. le modalità di revisione del segno dello sbilanciamento zonale, sottolineando, nel contempo, la necessità di addivenire ad una pubblicazione dei prezzi di sbilanciamento in tempi celeri rispetto alla comunicazione dell'esito del mercato per il servizio di dispacciamento;
    - iii. le modalità di rettifica ai CRPU e all'energia oraria convenzionale per l'illuminazione pubblica;
    - iv. l'utilizzo dell'*uplift* per la compensazione dei proventi ed oneri associati al trattamento delle rettifiche;
  - raccomandato l'introduzione a regime della verifica fra energia assoggettata al trasporto e energia prelevata nell'ambito del servizio di dispacciamento (di seguito: verifica di coerenza con l'energia assoggettata al trasporto), cui subordinare la liquidazione delle partite economiche insorgenti dalle

rettifiche, secondo quanto già attuato per l'anno 2006 con la deliberazione ARG/elt 110/08;
  - raccomandato la predisposizione di modalità per il trattamento delle rettifiche relative ai punti di immissione;
- per quanto attiene la revisione della remunerazione dell'aggregazione delle misure, in esito al DCO 28/08 gli operatori della vendita hanno sottolineato come il corrispettivo di aggregazione, a causa del valore intrinseco esiguo rispetto alle partite di dispacciamento, non rappresenti un corretto incentivo per le imprese distributrici ad adempiere correttamente all'aggregazione delle misure; di contro, le imprese distributrici, pur ritenendo congrua in linea di principio una eventuale riduzione di tale corrispettivo in funzione della qualità delle prestazioni rese, hanno ravvisato l'opportunità di prevedere un analogo e simmetrico meccanismo premiante qualora i livelli di performance risultino superiori a quelli minimi previsti.

Considerato che:

- in esito all'esame delle risposte al DCO 28/08, in ottemperanza a quanto previsto dalla deliberazione n. 203/05 in tema di AIR, è stato predisposto dall'Autorità il DCO 38/08, nel quale:
  - è stata descritta nel dettaglio l'opzione preferita dall'Autorità per il trattamento delle rettifiche nell'ambito del dispacciamento, da applicarsi a partire dalle partite economiche relative all'anno 2009;
  - è stata prevista la verifica di coerenza con l'energia assoggettata al trasporto, distinta per punti di prelievo trattati su base oraria, cui subordinare la liquidazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement*, e punti di prelievo non trattati su base oraria, cui subordinare la liquidazione delle partite economiche di conguaglio *load profiling*;
  - sono stati illustrati i flussi informativi sottesi al trattamento delle rettifiche e alla verifica di coerenza con il trasporto;
  - è stata ulteriormente specificata la nuova metodologia di determinazione del segno dello sbilanciamento zonale;
- in particolare, in esito all'AIR, l'orientamento finale dell'Autorità, con riferimento alle rettifiche di *settlement*, illustrato nel DCO 38/08 è:
  - prevedere due sessioni su base semestrale, la seconda delle quali contestuale alla fase di conguaglio *load profiling*;
  - determinare le partite economiche insorgenti dalle rettifiche sulla base dei criteri identificati dagli operatori del settore in esito al DCO 28/08;
  - fatturare e liquidare le predette partite su base annuale, prevedendo per Terna la facoltà di adeguare le garanzie finanziarie presentate dagli utenti del dispacciamento a copertura dell'ammontare delle partite economiche non ancora fatturate;
  - prevedere la possibilità di liquidazione semestrale su richiesta dell'utente del dispacciamento in caso di partite particolarmente significative;
- con riferimento alle rettifiche tardive, l'Autorità ha confermato gli orientamenti espressi nel DCO 28/08, propendendo per un'unica sessione annuale;

- con il DCO 38/08 è stato inoltre richiesto il parere degli operatori del settore con riferimento:
  - alle modalità per il trattamento delle rettifiche relative ai punti di immissione;
  - alle modalità per il trattamento delle rettifiche nell'ambito della perequazione inerente l'approvvigionamento dell'energia destinata al servizio di maggior tutela (di seguito: perequazione maggior tutela);
  - a una soluzione transitoria per le partite economiche relative all'anno 2008, che si articoli:
    - i. nella determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* in unica sessione contestuale alla fase di conguaglio *load profiling*, in base alle medesime modalità riportate nell'opzione preferita;
    - ii. nella scelta di non introdurre tempistiche predefinite per l'invio delle rettifiche di *settlement* da parte delle imprese distributrici;
    - iii. nell'estensione anche alle rettifiche tardive relative all'anno 2008 delle modalità di determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive caratterizzanti l'opzione preferita;
- con il DCO 38/08 l'Autorità ha infine ritenuto opportuno:
  - confermare la proposta di ricomprendere nell'*uplift* i proventi e gli oneri conseguenti il trattamento delle rettifiche;
  - non acquisire ulteriori elementi in materia di rettifica ai CRPU e all'energia oraria convenzionale per l'illuminazione pubblica, considerando esaustivo quanto già acquisito in esito al DCO 28/08;
  - rinviare a successivo documento la revisione della remunerazione dell'aggregazione delle misure, al fine di poter effettuare un supplemento ricognitivo in materia;
- dall'esame delle risposte al DCO 38/08 è emerso:
  - generale consenso degli operatori del settore sull'opzione preferita dall'Autorità per il trattamento delle rettifiche con decorrenza dall'energia elettrica prelevata nell'anno 2009 e sui flussi informativi ad essa associati, fatta salva la preferenza manifestata da Terna per la fatturazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement* su base semestrale, senza procedere ad alcun adeguamento delle garanzie finanziarie poiché tale soluzione è ritenuta meno complessa per il sistema;
  - generale consenso sulle modalità inerenti il trattamento delle rettifiche relative ai punti di immissione;
  - generale consenso sulla soluzione transitoria proposta per l'anno 2008;
  - che, per un operatore, i criteri di trattamento delle rettifiche nell'ambito della perequazione maggior tutela proposti dall'Autorità non sono del tutto compatibili con le modalità di redazione dei bilanci d'esercizio delle imprese distributrici.

Considerato, inoltre, che:

- l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 34/09, ha rinviato al 30 settembre 2009 la fase di conguaglio *load profiling* relativa all'anno 2008, disponendo, altresì, che le imprese distributrici inviassero a Terna entro il 20 giugno 2009 i dati relativi all'energia complessivamente assoggettata al trasporto per l'anno 2008 in ciascun mese con riferimento a ciascun utente del dispacciamento, senza distinzione fra dati relativi ai punti di prelievo trattati su base oraria e dati relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria;
- Terna, con la lettera 24 luglio 2009, ha comunicato che sono già pervenute dalle imprese distributrici diverse rettifiche relative all'anno 2008;
- l'Autorità con la deliberazione ARG/elt 84/09 ha introdotto la nuova modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento zonale a decorrere dall'1 gennaio 2010, così come disciplinata nel DCO 38/08.

Considerato, altresì, che:

- il *settlement* ricomprende la determinazione, operata da Terna, delle partite fisiche ed economiche relative all'erogazione del servizio di dispacciamento; ovvero:
  - l'aggregazione delle misure, disciplinata nella deliberazione n. 111/06;
  - la regolazione su base mensile dei corrispettivi di dispacciamento, disciplinata nella deliberazione n. 111/06;
  - la profilazione convenzionale per fasce orarie dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati orari , disciplinata nel TILP;
  - la profilazione convenzionale per l'illuminazione pubblica, disciplinata nella deliberazione ARG/elt 29/08;
  - la profilazione convenzionale dell'energia immessa, disciplinata nella deliberazione ARG/elt 178/08;
  - il trattamento delle rettifiche di cui alla deliberazione ARG/elt 5/08;
- l'Autorità, nel Piano Strategico 2009-2011 ha previsto un'attività di semplificazione normativa con l'obiettivo di offrire agli operatori e ai soggetti interessati un quadro di riferimento sempre più razionale, trasparente e certo, in linea anche con gli indirizzi comunitari e nazionali in materia;
- il TILP disciplina le modalità di trattamento dei dati rilevanti ai fini della determinazione convenzionale per fasce orarie dell'energia prelevata qualora le imprese distributrici di riferimento non ottemperino agli obblighi informativi posti loro in capo entro i termini previsti dalla normativa; segnatamente sono disciplinati il mancato invio dei CRPU, il mancato invio del PRA e il mancato invio dei dati inerenti la fase di conguaglio *load profiling*;
- analoghe modalità sono altresì previste in caso di inottemperanza degli obblighi informativi di cui ciascuna impresa distributrice di riferimento è destinataria da parte delle altre imprese distributrici cui la medesima risulta interconnessa;
- disposizioni equivalenti a quelle di cui ai due precedenti alinea non sono invece previste nella deliberazione n. 111/06 con riferimento all'aggregazione delle misure.

Considerato, infine, che:

- l'Autorità, con la deliberazione n. 343/07, ha avviato un procedimento in materia di aggregazione delle misure, volto ad acquisire dai soggetti coinvolti elementi tecnici e di costo inerenti l'attività suddetta;
- l'Autorità con la deliberazione ARG/elt 74/09 ha previsto che con un successivo provvedimento siano introdotti dei parametri operativi nell'espletamento dell'aggregazione delle misure alla base dell'erogazione di premi e penalità per il corrispettivo di aggregazione delle misure e/o di indennizzi automatici per gli utenti del dispacciamento.

Ritenuto che sia necessario:

- completare la disciplina della regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento vigente con le modalità per il trattamento delle rettifiche posteriore ai termini di regime, al fine di dare certezza agli utenti del dispacciamento sulle tempistiche e le modalità di determinazione delle suddette partite economiche, confermando confermare le opzioni identificate dall'Autorità in esito al DCO 28/08 e al DCO 38/08 emanati nell'ambito del procedimento 05/08 sottoposto ad AIR;
- disciplinare le modalità di trattamento dei dati rilevanti ai fini del dispacciamento qualora le imprese distributrici di riferimento non ottemperino agli obblighi informativi posti loro in capo in ordine all'aggregazione delle misure.

Ritenuto che sia opportuno:

- al fine di minimizzare l'esposizione finanziaria dell'Acquirente Unico, prevedere che tale soggetto regoli con Terna le partite economiche insorgenti da rettifiche dei dati di misura contestualmente al conguaglio *load profiling*;
- prevedere, fatta salva la situazione dell'Acquirente Unico di cui al precedente alinea, che, ai fini della semplificazione sistemica, le partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* siano determinate e liquidate esclusivamente in due sessioni su base semestrale, indipendentemente dalla loro entità;
- prevedere che Terna determini le partite economiche insorgenti dalle rettifiche tardive anche oltre i 5 anni successivi al periodo di competenza, purchè la presenza di tali rettifiche sia stata segnalata dalle imprese distributrici entro 60 mesi dal periodo di competenza medesimo;
- subordinare la liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* e da rettifiche tardive alla verifica di coerenza fra l'energia assoggettata ai corrispettivi di trasporto e l'energia prelevata determinata ai fini del dispacciamento prevedendo:
  - che le imprese distributrici di riferimento ricevano dalle imprese distributrici sottese i dati sull'energia assoggettata al trasporto e li trasmettano a Terna senza procedere ad alcuna verifica sulla coerenza di tali dati con l'energia prelevata determinata ai fini del dispacciamento;

- la progressiva riduzione delle soglie di ammissibilità, in continuità con il processo di efficientamento avviato con la deliberazione ARG/elt 34/09;
   - l'introduzione a partire dal 2010 di soglie di ammissibilità distinte fra punti di prelievo trattati su base oraria e punti di prelievo non trattati su base oraria;
- porre in capo alle imprese distributrici obblighi informativi relativi alle modalità di trattamento delle rettifiche che comprendano anche una corrispondente comunicazione di tali rettifiche agli utenti del dispacciamento;
- a seguito dell'introduzione degli obblighi informativi di cui al precedente alinea, posticipare al 20 maggio il termine dopo il quale eventuali rettifiche sono da considerarsi come rettifiche tardive.

Ritenuto che sia inoltre opportuno:

- prevedere l'applicazione delle modalità di trattamento delle rettifiche di cui al presente provvedimento con riferimento alle partite relative all'anno 2009;
- prevedere per l'anno 2008 una soluzione caratterizzata da elementi di gradualità che disponga:
   - la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* in un'unica sessione contestuale al conguaglio *load profiling*, con i medesimi criteri previsti a partire dall'energia prelevata nel 2009 applicati alle rettifiche pervenute entro il 7 agosto 2009;
   - l'applicazione della verifica di coerenza fra l'energia assoggettata ai corrispettivi di trasporto e l'energia prelevata determinata ai fini del dispacciamento con una soglia di ammissibilità del 3% a partire dai dati di trasporto inviate dalle imprese distributrici a Terna ai sensi della deliberazione ARG/elt 34/09;
- sospendere per l'anno 2009 la prima sessione relativa al trattamento delle rettifiche di *settlement,* visto il ravvicinamento che interverrebbe fra le attività relative a tale sessione e le attività del conguaglio *load profiling*, il cui termine è stato posposto dalla deliberazione ARG/elt 34/09, e del trattamento delle rettifiche di *settlement* di competenza dell'anno 2008;
- prevedere che le modalità di trattamento dei dati rilevanti ai fini del dispacciamento qualora le imprese distributrici di riferimento non ottemperino agli obblighi informativi posti loro in capo in ordine all'aggregazione delle misure trovino applicazione a partire da gennaio 2010 in concomitanza con l'introduzione di parametri operativi per l'espletamento dell'aggregazione delle misure alla base dell'erogazione di premi e penalità per il corrispettivo di aggregazione delle misure e/o di indennizzi automatici per gli utenti del dispacciamento.

Ritenuto che sia infine opportuno:

- al fine della semplificazione normativa come prevista nel Piano Strategico Triennale, riunire in un unico testo integrato (di seguito: nuovo testo integrato) tutte le disposizioni inerenti il *settlement*, ivi incluse le modalità di trattamento delle rettifiche adottate in esito al procedimento 05/08;

- abrogare il TILP e la deliberazione ARG/elt 29/08 le cui disposizioni risultano incluse nel nuovo testo integrato;
- modificare la deliberazione n. 111/06, limitandone le disposizioni agli aspetti relativi all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e alla definizione dei corrispettivi unitari di dispacciamento, alla registrazione degli acquisti e vendite a termine e alla definizione dei programmi di immissione e prelievo;
- dare mandato al Direttore responsabile della Direzione Mercati dell'Autorità di valutare, nell'ambito del procedimento in materia di aggregazione delle misure avviato con la deliberazione n. 343/07, opportune modalità applicative per l'espletamento delle attività di verifica della coerenza fra l'energia assoggettata al trasporto e l'energia prelevata ai fini del dispacciamento;
- rinviare ad un successivo provvedimento l'adozione di modalità per il trattamento delle rettifiche nell'ambito della perequazione maggior tutela, in coerenza con le metodologie adottate per i meccanismi di perequazione maggior tutela relativi agli anni 2007 e 2008

DELIBERA

1. di approvare il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (di seguito: TIS), *Allegato A* al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di prevedere che il TIS si applichi:
   - alla determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche relative agli anni 2008 e seguenti;
   - per quanto non attiene il trattamento delle rettifiche, all'energia elettrica immessa e prelevata relativa al periodo che decorre dall'1 agosto 2009;
3. di abrogare il TILP e la deliberazione ARG/elt 29/08 a decorrere dall'1 agosto 2009; le relative disposizioni continuano ad essere applicate per quanto necessario e limitatamente alla definizione delle partite di competenza del periodo anteriore all'1 agosto 2009;
4. di prevedere che, con decorrenza 1 agosto 2009, le disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 178/08 si applichino per quanto compatibili con le disposizioni di cui al TIS;
5. di modificare con decorrenza 1 agosto 2009 l'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 come di seguito indicato:
   a) all'articolo 1, l'alinea "**impresa distributrice di riferimento** è l'impresa distributrice di cui all'articolo 3, comma 3.1, lettera a), del TILP;" è sostituito dall'alinea "**impresa distributrice di riferimento** è l'impresa distributrice di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera a), del TIS;";
   b) all'articolo 1, l'alinea "**impresa distributrice sottesa** è l'impresa distributrice di cui all'articolo 3, comma 3.1, lettera b), del TILP;" è sostituito dall'alinea "**impresa distributrice sottesa** è l'impresa distributrice di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), del TIS;";

c) all'articolo 1, l'alinea "**prelievo residuo di area** è il prelievo residuo di area di cui all'articolo 6 del TILP;"è sostituito dall'alinea "**prelievo residuo di area** è il prelievo residuo di area di cui all'articolo 7 del TIS;";
d) all'articolo 1, dopo l'alinea "**rete rilevante** è l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione;" sono aggiunti l'alinea: "**rettifiche di *settlement*** sono le rettifiche ai dati di misura di cui al comma 51.2 del TIS" e l'alinea "**rettifiche tardive** sono le rettifiche ai dati di misura di cui al comma 51.3 del TIS;";
e) all'articolo 1, l'alinea "**TILP** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, come successivamente modificato e integrato;" è sostituito dall'alinea "**TIS** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009 ARG/elt 107/09;";
f) all'articolo 3, comma 3.2, la lettera b) è soppressa;
g) all'articolo 3, comma 3.2, lettera c), la parola "regolazione" è sostituita dalla parola "definizione";
h) l'articolo 12 è sostituito dal seguente:

"**Articolo 12**

Energia elettrica immessa e prelevata

12.1 L'energia elettrica immessa e prelevata in ciascun punto di dispacciamento è determinata ai sensi dell'Articolo 5 del TIS.";

i) il Titolo 3 è soppresso;
j) all'articolo 38, comma 38.1, le lettere a) e d) sono soppresse;
k) all'articolo 38, comma 38.1, lettera c) le parole "ed il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'Articolo 44" sono abrogate;
l) l'articolo 39 è sostituito dal seguente:

"**Articolo 39**

Criteri generali per la definizione dei prezzi di sbilanciamento

39.1 Ai fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento effettivo di cui al successivo Articolo 40, per sbilanciamento aggregato zonale si intende la somma algebrica, cambiata di segno, delle quantità di energia elettrica approvvigionate da Terna ai fini del bilanciamento, anche da unità non abilitate, nel mercato per il servizio di dispacciamento, nella fase di programmazione e nel tempo reale, con riferimento ad un periodo rilevante e ad una macrozona. Al fine della valutazione dei segni le quantità di energia elettrica relative a offerte di vendita accettate da Terna vengono contabilizzate con segno positivo.";

m) l'articolo 40 è sostituito dal seguente:

"**Articolo 40**

Prezzi di sbilanciamento

40.1 Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi positivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata è pari:

a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:

i) il prezzo più basso tra quelli delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;

b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

40.2 Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi negativi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata è pari:

a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
   i) il prezzo più alto tra quelli delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
   ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

40.3 Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata è pari:

a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
   i) il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
   ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
   i) il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e

ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

40.4 Fatto salvo quanto previsto al comma 40.5, per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08, nonché per i punti di dispacciamento di importazione o di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati, il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

40.5 Per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché per i punti di dispacciamento per unità di produzione 74/08, per i quali sono state presentate sul mercato del giorno prima offerte di vendita a prezzo non nullo oppure per i quali il programma post-MA di immissione risulti differente dal programma post-MGP di immissione il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di cui al comma 40.3.

40.6 Durante il periodo di rientro in servizio, per i punti di dispacciamento per unità abilitate interessate dal rientro in servizio, il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento. Nel periodo di rientro in servizio le unità abilitate sono interdette dalla partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento.";

n) all'articolo 44, il comma 44.1 è sostituito dal seguente:

"44.1 Entro il giorno venticinque (25) del primo mese di ciascun trimestre Terna calcola la somma algebrica fra:

a) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati nel trimestre precedente per effetto dell'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo di cui all'Articolo 23 del TIS, dei corrispettivi di non arbitraggio di cui all'Articolo 41 e dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento di Terna di cui all'Articolo 42;

b) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna nel trimestre precedente per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento secondo le procedure previste agli articoli 60 e 61;

c) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna nel secondo, terzo e quarto mese precedente per il servizio di aggregazione delle misure di cui ai commi 15.2 e 15.3 del TIS relativamente al corrispettivo CAPD;

d) i proventi maturati da Terna nel trimestre precedente per effetto dell'applicazione dei corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui al comma 24.1 del TIS, al netto della somma di cui al comma 44.1 relativa al trimestre precedente;

e) il saldo netto da CCT e CCC in capo a Terna ai sensi dell'articolo 7, della deliberazione n. 205/04, riferito al trimestre precedente;
f) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per effetto della liquidazione delle partite economiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica di cui all'Articolo 32 del TIS;
g) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per effetto della liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* di cui all'Articolo 59 del TIS, ripartito su due trimestri successivi;
h) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per effetto della liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive di cui all'Articolo 67 del TIS, ripartito su quattro trimestri successivi.";

o) all'articolo 44, il comma 44.5 è soppresso;
p) all'articolo 45 il comma 45.2 è sostituito dal seguente:
"45.2 Il corrispettivo unitario a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema è pari alla somma del corrispettivo unitario di cui al comma 45.1 e del corrispettivo unitario a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico di cui all'Articolo 65, riportato nella tabella 7 allegata al presente provvedimento.";
q) all'articolo 46, il comma 46.1 è sostituito dal seguente:
"46.1 I valori del corrispettivo unitario a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento, nonché dei costi di Terna relativi alle attività funzionali al monitoraggio di cui alla deliberazione n. 50/05, sono fissati come indicato nella tabella 9 allegata al presente provvedimento.";
r) all'articolo 47, il comma 47.1 è soppresso;
s) all'articolo 48, il comma 48.1 è soppresso;
t) l'articolo 48bis è soppresso;
u) all'articolo 60bis, comma 60bis.2, lettera c), la parola "TILP" è sostituita dalla parola "TIS"
v) all'articolo 60bis, comma 60bis.2, lettera c), punto i), le parole "ai sensi dell'articolo 11 del TILP" sono sostituite dalle parole "ai sensi dell'articolo 18 e dell'articolo 21 del TIS";
w) all'articolo 60bis, comma 60bis.2, lettera d), punto 2), le parole "ai sensi dell'articolo 8 del TILP" sono sostituite dalle parole "ai sensi dell'articolo 17 del TIS";
x) all'articolo 72, comma 72.2, le parole "i corrispettivi di cui al precedente Articolo 40" sono sostituite dalle parole "i prezzi di sbilanciamento di cui all'Articolo 40";
y) all'articolo 72, i commi 72.3 e 72.6 sono soppressi;
z) all'articolo 72, comma 72.4, le parole "ed il corrispettivo di cui all'Articolo 36" sono abrogate;
aa) all'articolo 73, il comma 73.1 è soppresso;
bb) l'articolo 75 è soppresso;
cc) l'appendice 1 è soppressa;

6. di ripubblicare a seguire l'Allegato A della deliberazione n. 111/06 nella versione risultante dalle modifiche di cui al precedente punto 5;
7. di modificare con decorrenza 1 agosto 2009 il TIV come di seguito indicato:
   a) all'articolo 1 dopo l'alinea "**TILP (Testo integrato load profiling)** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (*load profiling per fasce*) approvato con deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007 n. 278/07" è inserito l'alinea "**TIS (Testo integrato settlement)** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) approvato con deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009 ARG/elt 107/09";
   b) all'articolo 13 septies, dopo il comma 13septies.6 è inserito il seguente comma:
      "13septies.7 Per l'energia elettrica immessa e prelevata nei punti di interconnessione tra porzioni di rete appartenenti a diverse imprese distributrici all'interno di una medesima area di riferimento che non sono dotati di misuratore orario è assunto, nella fascia oraria *i* del mese *m*, un profilo di immissione o di prelievo pari al profilo del prelievo residuo d'area dell'area medesima, di cui all'Articolo 7del TIS.";
8. di ripubblicare a seguire il TIV nella versione risultante dalle modifiche di cui al precedente punto 7;
9. di dare mandato al Direttore responsabile della Direzione Mercati dell'Autorità di valutare, nell'ambito del procedimento in materia di aggregazione delle misure avviato con la deliberazione n. 343/07, opportune modalità applicative per l'espletamento delle attività di verifica della coerenza fra l'energia assoggettata al trasporto e l'energia prelevata ai fini del dispacciamento;
10. di prevedere che Terna aggiorni e integri il Codice di Rete con le disposizioni del presente provvedimento;
11. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 30 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

TESTO INTEGRATO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS IN ORDINE ALLA REGOLAZIONE DELLE PARTITE FISICHE ED ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (*SETTLEMENT*)

TITOLO I
DEFINIZIONI E OGGETTO DEL PROVVEDIMENTO

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato, e all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007 n. 156/07, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

a) **Codice di Rete** è il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, redatto da Terna ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004;

b) **Conto di Sbilanciamento Effettivo** è il Conto di cui al comma 21.1 della deliberazione n. 111/06;

c) **contratto di dispacciamento** è il contratto per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 111/06;

d) **dati rilevanti per il settlement mensile** sono i dati di misura relativi all'energia immessa e prelevata in ciascuna ora nei punti di immissione, eventualmente profilati in via convenzionale, e nei punti di prelievo trattati su base oraria, nonchè i dati relativi al prelievo residuo di area;

e) **dati rilevanti per i conguagli annuali** sono i dati di misura relativi all'energia prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria nei punti di prelievo non trattati su base oraria;

f) **decade** è l'intervallo temporale costituito dai giorni calendariali dall'1 al 10 di ciascun mese, ovvero dall'11 al 20, ovvero dal 21 all'ultimo giorno del mese;

g) **fascia geografica** è l'insieme delle regioni italiane caratterizzate dalla stessa ora convenzionale di accensione e dalla stessa ora convenzionale di spegnimento;

h) **fascia geografica centrale** è l'insieme delle regioni Abruzzo, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Marche, Sicilia, Toscana, Trentino Alto Adige, Umbria e Veneto;

i) **fascia geografica occidentale** è l'insieme delle regioni Liguria, Lombardia, Piemonte, Sardegna e Valle d'Aosta;

j) **fascia geografica orientale** è l'insieme delle regioni Basilicata, Calabria, Campania, Molise e Puglia;

k) **fascia oraria** è ciascuna delle tre fasce orarie definite nella tabella 6 del TIV;

l) **messa in servizio del misuratore elettronico** è il complesso delle attività di cui all'Articolo 8bis della deliberazione n. 292/06;

m) **misuratore elettronico** è un misuratore avente i requisiti minimi di cui agli articoli 4 e 5 della deliberazione n. 292/06;

n) **misuratore elettronico programmato orario** è un misuratore elettronico messo in servizio per il quale è stata attivata la rilevazione su base oraria dell'energia elettrica immessa e prelevata dal punto di immissione o di prelievo cui si riferisce;

o) **misuratore orario** è un misuratore diverso dal misuratore elettronico che permette la rilevazione su base oraria dell'energia elettrica immessa e prelevata dal punto di immissione o di prelievo cui si riferisce;

p) **orario convenzionale di accensione** è l'orario in ore e minuti in corrispondenza del quale è convenzionalmente stabilita l'accensione degli impianti di illuminazione pubblica;

q) **orario convenzionale di spegnimento** è l'orario in ore e minuti in corrispondenza del quale è convenzionalmente stabilito lo spegnimento degli impianti di illuminazione pubblica;

r) **periodo rilevante** è il periodo di cui all'Articolo 11 della deliberazione n. 111/06;

s) **potenza disponibile in immissione** è la massima potenza che può essere immessa in un punto senza che l'utente sotteso a tale punto sia disconnesso;

t) **potenza disponibile in prelievo** è la potenza disponibile di cui all'articolo 1, comma 1.1 del TIT;

u) **potenza disponibile sul punto** è:

  i) la potenza disponibile in immissione per i punti in cui si verifichino prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione, ivi inclusi i prelievi degli impianti di pompaggio;

  ii) la potenza disponibile in prelievo per tutti i punti di diversi dai punti di cui alla lettera a);

v) **prima fascia di accensione** è, per ciascun giorno, l'intervallo temporale compreso tra l'orario convenzionale di accensione e le ore 24.00;

w) **punti di dispacciamento di importazione** sono i punti di dispacciamento definiti al comma 10.11 della deliberazione n. 111/06;

x) **punti di dispacciamento di esportazione** sono i punti di dispacciamento definiti al comma 10.12 della deliberazione n. 111/06;

y) **punti di dispacciamento per unità di consumo** sono i punti di dispacciamento definiti al comma 10.5 della deliberazione n. 111/06;

z) **punti di dispacciamento per unità di produzione** sono i punti di dispacciamento definiti al comma 10.1 della deliberazione n. 111/06;

aa) **punti di prelievo domestici** sono i punti di prelievo di cui all'articolo 2, comma 2.3, lettera a) del TIV;

bb) **punti di prelievo non domestici** sono i punti di prelievo diversi da quelli di cui all'articolo 2, comma 2.3, lettera a) del TIV;

cc) **punti di immissione/prelievo non trattati su base oraria** sono i punti di immissione o di prelievo per i quali non è attivo il trattamento su base oraria;

dd) **punti di immissione/prelievo trattati su base oraria** sono i punti di immissione o di prelievo per i quali è attivo il trattamento su base oraria;

ee) **punti di immissione/prelievo trattati per fasce** sono i punti non trattati su base oraria per i quali è attivo il trattamento per fasce;

ff) **punti di immissione/prelievo trattati monorari** sono i punti non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica per i quali non è attivo il trattamento per fasce;

gg) **rettifiche di settlement** sono le rettifiche ai dati di misura pervenute entro il 20 maggio dell'anno successivo a quello di competenza;

hh) **rettifiche tardive** sono le rettifiche ai dati di misura pervenute successivamente al 20 maggio dell'anno successivo a quello di competenza;

ii) **seconda fascia di accensione** è, per ciascun giorno, l'intervallo temporale compreso le ore 0.00 e l'orario convenzionale di spegnimento;

jj) ***settlement* mensile** è la determinazione operata da Terna su base mensile delle partite fisiche ed economiche relative all'erogazione del servizio di dispacciamento;

kk) **trattamento per fasce** è l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un misuratore elettronico messo in servizio per la valorizzazione nelle diverse fasce orarie dell'energia elettrica immessa o prelevata ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;

ll) **trattamento su base oraria** è l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un misuratore orario o da un misuratore elettronico programmato orario per la valorizzazione, su base oraria, dell'energia elettrica immessa o prelevata ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;

mm) **unità di produzione 74/08** sono le unità di produzione dell'energia elettrica che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto di cui al TISP;

nn) **unità di produzione 74/08 con potenza disponibile non superiore a 55 kW** sono le unità di produzione 74/08 connesse a punti con potenza disponibile non superiore a 55 kW;

oo) **unità di produzione 74/08 con potenza disponibile superiore a 55 kW** sono le unità di produzione 74/08 connesse a punti con potenza disponibile superiore a 55 kW;

pp) **zona** è ciascuna zona identificata da Terna ai sensi dell'articolo 15 della deliberazione n. 111/06;

-*-

qq) **deliberazione n. 111/06** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato;

rr) **deliberazione n. 292/06** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente integrato e modificato;

ss) **TIS** (Testo integrato *settlement*) è il presente provvedimento;

tt) **TISP** (Testo integrato scambio sul posto) è l'allegato A alla deliberazione 3 giugno 2008 ARG/elt 74/08, come successivamente integrato e modificato;

uu) **TIT** (Testo Integrato Trasporto) è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente integrato e modificato;

vv) **TIV** (Testo integrato vendita) è il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, come successivamente integrato e modificato.

Articolo 2
Oggetto

2.1 Il presente provvedimento:

a) indica le caratteristiche dei punti di prelievo e dei punti di immissione soggetti al trattamento su base oraria e le caratteristiche dei punti di prelievo e dei punti di immissione soggetti al trattamento per fasce;

b) disciplina le modalità per l'espletamento da parte di Terna del *settlement* mensile;

c) definisce le modalità per la determinazione delle partite economiche relative ai conguagli annuali per i punti di prelievo non trattati su base oraria;

d) definisce le modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* e da rettifiche tardive apportate ai dati relativi all'energia immessa e prelevata;

e) definisce gli obblighi informativi a carico delle imprese distributrici e di Terna, relativi alla attività di cui alle precedenti lettere b), c), e d).

2.2 Il *settlement* mensile di cui al comma 2.1, lettera b) comprende:

a) l'aggregazione delle misure delle immissioni e dei prelievi di cui al Titolo IIISezione 1;

b) l'attribuzione su base oraria a ciascun utente del dispacciamento ai fini della registrazione nel Conto di sbilanciamento effettivo di una quota del prelievo residuo di area ai sensi del Titolo IIISezione 2;

c) la regolazione dei corrispettivi di dispacciamento ai sensi del Titolo IIISezione 3.

2.3 La determinazione delle partite economiche relative ai conguagli annuali di cui al comma 2.1, lettera c) si articola in:

a) una procedura di conguaglio annuale per la valorizzazione economica della differenza fra l'energia attribuita su base oraria a ciascun utente del dispacciamento ai sensi del comma 2.2, lettera b), e l'energia effettivamente

prelevata nei punti di prelievo non trattati su base oraria inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente del dispacciamento, ai sensi del Titolo IVSezione 1;

b) una procedura di conguaglio annuale per la valorizzazione economica della differenza fra l'energia elettrica attribuita su base oraria a ciascun utente del dispacciamento con riferimento al profilo convenzionale per i punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria di cui all'Articolo 13 e l'energia elettrica effettivamente prelevata nei punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente del dispacciamento, ai sensi al Titolo IVSezione 2;

c) una procedura di conguaglio compensativo applicata all'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo trattati monorari ai sensi del Titolo IVSezione 3.

2.4 La determinazione delle partite economiche di cui al comma 2.1, lettera d), si articola:

a) in due sessioni di conguaglio per le rettifiche di *settlement* all'anno, con determinazione delle relative partite economiche ai sensi del Titolo VIISezione 1;

b) in una sessione di conguaglio per le rettifiche tardive all'anno, con determinazione delle relative partite economiche ai sensi delTitolo VIISezione 2.

TITOLO II
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 3
Applicazione del trattamento su base oraria

3.1 Tutti i punti di immissione e prelievo in altissima, alta o media tensione, nonché tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione con potenza disponibile sul punto superiore a 55 kW non corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, sono trattati esclusivamente su base oraria, fatto salvo quanto previsto al comma 3.2 e al comma 3.4.

3.2 Per i punti di cui al comma 3.1, per cui il misuratore orario od elettronico programmato orario è messo in servizio entro il giorno 15 di ciascun mese, il trattamento su base oraria decorre dal primo giorno del mese successivo alla data di messa in servizio. Qualora la messa in servizio avvenga successivamente al giorno 15 di ciascun mese, il trattamento su base oraria inizia il primo giorno del secondo mese successivo.

3.3 Nelle more dell'attivazione del trattamento su base oraria ai sensi del comma 3.2, i punti di cui al comma 3.1:

a) sono trattati per fasce se provvisti di misuratore orario od elettronico messo in servizio;

b) sono trattati monorari se non provvisti di misuratore orario od elettronico messo in servizio.

3.4 L'utente del dispacciamento titolare di unità di produzione connessa ad un punto di immissione non trattato su base oraria ha facoltà di chiedere a Terna il trattamento su base oraria del relativo punto di immissione a condizione che il medesimo sia dotato di misuratore orario, secondo modalità definite nelle regole per il dispacciamento.

Articolo 4

Applicazione del trattamento per fasce

4.1 Tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di un misuratore elettronico e con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW non corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica sono trattati esclusivamente per fasce, fatto salvo quanto previsto al comma 4.2.

4.2 Per i punti di cui al comma 4.1 per cui il misuratore elettronico è messo in servizio entro il giorno 15 di ciascun mese, il trattamento per fasce decorre dal primo giorno del mese successivo alla data di messa in servizio. Qualora la messa in servizio avvenga successivamente al giorno 15 di ciascun mese, il trattamento per fasce inizia il primo giorno del secondo mese successivo.

4.3 Nelle more dell'attivazione del trattamento per fasce ai sensi del comma 4.2, i punti di cui al comma 4.1 sono trattati monorari.

Articolo 5

Energia elettrica immessa e prelevata nei punti di dispacciamento

5.1 L'energia elettrica immessa in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione è pari, in ciascun periodo rilevante, alla somma dell'energia elettrica immessa nel medesimo periodo rilevante:

a) nei punti di immissione trattati su base oraria inclusi nel predetto punto di dispacciamento;

b) nei punti di immissione non trattati su base oraria inclusi nel predetto punto di dispacciamento profilata per via convenzionale ai sensi dell'Articolo 10.

5.2 L'energia elettrica prelevata in ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo è pari, in ciascun periodo rilevante, alla somma:

a) dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo trattati su base oraria inclusi nel predetto punto di dispacciamento;

b) dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria, profilata per via convenzionale ai sensi dell'Articolo 13;

c) della quota del prelievo residuo di area di cui all'Articolo 7 attribuita al medesimo punto di dispacciamento ai sensi del Titolo IIISezione 2 del presente provvedimento.

5.3 L’energia elettrica immessa in un punto di dispacciamento in un punto di dispacciamento di importazione è pari, in ciascun periodo rilevante, alla somma dell’energia elettrica immessa, rispettivamente, nei punti di importazione appartenenti al predetto punto di dispacciamento.

5.4 L’energia elettrica prelevata in un punto di dispacciamento per unità di pompaggio o in un punto di dispacciamento di esportazione è pari, in ciascun periodo rilevante, alla somma dell’energia elettrica prelevata, rispettivamente, nei punti di prelievo o nei punti di esportazione appartenenti al predetto punto di dispacciamento.

5.5 Fatto salvo quanto previsto ai commi 5.6 e 5.7, l’energia elettrica immessa in un punto di dispacciamento, nonché l’energia elettrica prelevata in un punto di dispacciamento è determinata dal responsabile dell’aggregazione delle misure di cui al comma 8.1.

5.6 L’energia elettrica immessa in un punto di importazione relativa ad una frontiera elettrica:

a) appartenente ad una rete di interconnessione per la quale è attuato il controllo degli scambi programmati, è pari agli scambi programmati da Terna in importazione con riferimento al medesimo punto, in accordo con il gestore estero;

b) appartenente ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati, è pari alla somma dell’energia elettrica immessa nei punti delle reti elettriche localizzate sul territorio dello Stato confinante in cui si considera immessa l’energia elettrica destinata all’importazione.

5.7 L’energia elettrica prelevata in un punto di esportazione relativa ad una frontiera elettrica:

a) appartenente ad una rete di interconnessione per la quale è attuato il controllo degli scambi programmati, è pari agli scambi programmati da Terna in esportazione con riferimento al medesimo punto, in accordo con il gestore estero;

b) appartenente ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati, è pari all’energia elettrica esportata attraverso la medesima frontiera elettrica e destinata al consumo nei punti delle reti elettriche localizzati sul territorio dello Stato confinante.

5.8 Nel caso di immissioni o prelievi di energia elettrica da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di una rete interna di utenza o di una linea diretta cui è connessa un’unità di produzione CIP6/92, si intende immessa o prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi un’energia elettrica pari alla differenza tra l’energia elettrica scambiata con la rete con obbligo di connessione di terzi e la produzione netta dell’unità di produzione CIP6/92.

Articolo 6
Area di riferimento

6.1 Ciascuna area di riferimento, circoscritta nell'ambito di una singola zona, consiste di:

a) tutti i punti di prelievo e di immissione localizzati nell'ambito territoriale di un'impresa distributrice, la cui rete con obbligo di connessione di terzi presenta almeno un punto di interconnessione in alta tensione; tale impresa distributrice è denominata impresa distributrice di riferimento per l'area medesima;

b) tutti i punti di prelievo e di immissione localizzati nell'ambito territoriale di una o più imprese distributrici le cui reti con obbligo di connessione di terzi non presentano punti di interconnessione in alta tensione e sottese, ai sensi dei commi 6.2 e 6.3 all'impresa distributrice di riferimento dell'area medesima.

6.2 Ciascuna impresa distributrice di cui al comma 6.1 lettera b) si considera sottesa, tra tutte quelle cui è interconnessa, all'impresa distributrice di riferimento avente il maggior numero di punti di prelievo entro la zona.

6.3 In tutti i casi in cui non trovano applicazione le disposizioni di cui al comma 6.2, ciascuna impresa distributrice che non ha nella zona punti di interconnessione in alta tensione si considera sottesa all'impresa distributrice di riferimento avente il maggior numero di punti di prelievo entro la zona.

Articolo 7
Prelievo residuo di area

7.1 Il prelievo residuo di area è pari, in ciascuna ora e per ciascuna area di riferimento, alla differenza tra:

a) l'energia elettrica immessa nell'area di riferimento in tale ora, ai sensi del comma 7.2;

b) l'energia elettrica prelevata dall'area di riferimento in tale ora, ai sensi del comma 7.3.

7.2 L'energia elettrica immessa di cui al comma 7.1, lettera a), è pari alla somma dell'energia elettrica immessa:

a) nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale;

b) nei punti di immissione appartenenti all'area di riferimento, determinata, per i punti di immissione non trattati su base oraria, applicando il profilo convenzionale di cui all'Articolo 10 del presente provvedimento.

7.3 L'energia elettrica prelevata di cui al comma 7.1, lettera b), è pari alla somma dell'energia elettrica prelevata:

a) nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale;

b) nei punti di prelievo appartenenti all'area di riferimento trattati su base oraria;

c) nei punti di prelievo corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria, determinata applicando il profilo convenzionale di cui all'Articolo 13 del presente provvedimento.

7.4 Ai fini della determinazione del prelievo residuo di area per l'energia elettrica immessa e prelevata nei punti di interconnessione tra le aree di riferimento e nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale non dotati di misuratore orario, si assume un profilo di immissione o di prelievo costante in tutte le ore di ogni mese.

7.5 In ciascun mese il delta PRA è pari alla somma algebrica de:

a) l'energia elettrica complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nel mese corrente diversi da quelli corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica per i quali sarà attivato il trattamento orario dal primo giorno del mese successivo, contabilizzata con il segno negativo;

b) l'energia elettrica complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria nel mese corrente che non saranno più attivi nel mese successivo, contabilizzata con il segno negativo;

c) l'energia elettrica attribuita ai punti di prelievo diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria di nuova attivazione nel mese corrente, determinata sulla base delle disposizioni di cui al comma 21.3, lettera b), contabilizzata con il segno positivo.

TITOLO III
REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI RELATIVI AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (SETTLEMENT)

Sezione 1
AGGREGAZIONE DELLE MISURE AI FINI DEL SETTLEMENT DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

Articolo 8
Responsabile dell'aggregazione delle misure ai fini del settlement del servizio di dispacciamento

8.1 Terna è responsabile dell'aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche inerenti il servizio di dispacciamento.

8.2 Fino all'anno 2010, ai fini dell'aggregazione delle misure, Terna si avvale dell'opera delle imprese distributrici, secondo quanto previsto nel presente Titolo.

8.3 A partire dall'anno 2011, ai fini dell'aggregazione, Terna si avvale dell'opera di soggetti individuati con procedure ad evidenza pubblica.

Articolo 9

Aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica

9.1 Ai fini della determinazione dell'energia immessa in ciascun periodo rilevante in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione, Terna aggrega i dati di misura delle immissioni di energia elettrica in ciascun periodo rilevante nei punti di immissione connessi alle reti di distribuzione ad essa comunicati dalle imprese distributrici ai sensi del presente Articolo, nonché i dati di misura delle immissioni di energia elettrica in ciascun periodo rilevante nei punti di immissione connessi alla rete di trasmissione nazionale ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento.

9.2 Le imprese distributrici comunicano ai sensi del comma 37.1, lettera a), punto i), e del comma 38.1, lettera a), punto i), a Terna i dati di misure delle immissioni di energia elettrica in ciascun periodo rilevante relative a punti di immissione non corrispondenti ad un'unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW connessi alla propria rete.

9.3 Le imprese distributrici sottese aggregano e comunicano alla propria impresa distributrice di riferimento ai sensi del comma 37.1, lettera a), punto ii), i dati di misura delle immissioni di energia elettrica in ciascun periodo rilevante relative a punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW connessi alla propria rete.

9.4 Le imprese distributrici di riferimento aggregano e comunicano a Terna ai sensi del comma 38.1, lettera a), punto ii), i dati di misura delle immissioni di energia elettrica ad esse comunicati dalle imprese distributrici sottese ai sensi del comma 9.3, nonché le misure delle immissioni di energia elettrica relative ai punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile non superiore a 55 kW connesse alla propria rete e localizzate all'interno della propria area di riferimento.

9.5 Per i punti di immissione non trattati su base oraria, le immissioni di energia elettrica in ciascun periodo rilevante sono determinate ai sensi dell'Articolo 10.

9.6 Ai fini dello svolgimento delle attività di cui al presente articolo le imprese distributrici possono avvalersi dell'opera di imprese distributrici di riferimento terze.

Articolo 10

Profilazione oraria convenzionale dell'energia elettrica immessa nei punti di immissione non trattati su base oraria

10.1 L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato per fasce è pari al rapporto fra l'energia immessa nel medesimo punto nella fascia oraria e nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore della medesima fascia.

10.2 L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato monorario è pari al rapporto fra l'energia immessa nel medesimo punto nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore del medesimo mese.

10.3 Qualora non rilevata su base mensile, l'energia immessa in ciascun mese in ciascun punto di immissione trattato monorario con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri di cui al comma 11.5.

Articolo 11

Indisponibilità dei dati relativi all'energia elettrica immessa

11.1 Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato su base oraria connesso alla rete di trasmissione nazionale non sia disponibile di un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, si applicano i criteri di ricostruzione dei dati di misura riportati da Terna nel Codice di Rete.

11.2 Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato su base oraria connesso ad una rete di distribuzione non sia disponibile di un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, il medesimo punto è trattato per fasce e l'energia elettrica immessa in ciascuna fascia oraria del medesimo mese nel medesimo punto è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri di cui al comma 11.5. In caso contrario l'impresa distributrice ricostruisce l'energia immessa in ciascuna ora del mese a partire dai dati di misura disponibili tramite l'applicazione di opportuni criteri di stima.

11.3 Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un punto di immissione trattato per fasce non sia disponibile in una fascia oraria di un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, l'energia immessa nella medesima fascia oraria nel medesimo punto è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri di cui al comma 11.5.

11.4 Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un mese in un punto di immissione trattato monorario con potenza disponibile sul punto superiore a 16,5 kW non sia disponibile per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, l'energia immessa nel medesimo mese dal medesimo punto di immissione è stimata dall'impresa distributrice alla cui rete il punto è connesso sulla base dei criteri di cui comma 11.5.

11.5 Qualora necessario, le imprese distributrici stimano l'energia immessa in una fascia oraria o in un mese sulla base dei dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per un fattore convenzionale di autoconsumo posto pari a 0,8.

Articolo 12
Aggregazione delle misure dei prelievi di energia elettrica

12.1 Ai fini della determinazione dell'energia prelevata in ciascun periodo rilevante in ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo, Terna aggrega:

a) i dati di misura dei prelievi di energia elettrica in ciascun periodo rilevante nei punti di prelievo trattati su base oraria e nei punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria ad essa comunicati dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi del presente Articolo;

b) la quota del prelievo residuo di area attribuita in ciascuna ora a ciascun utente del dispacciamento ai sensi della Sezione 2 del presente Titolo.

12.2 Le imprese distributrici sottese aggregano e comunicano alla propria impresa distributrice di riferimento ai sensi del comma 37.1, lettera b) i dati di misura dei prelievi di energia elettrica relative a punti di prelievo trattati su base oraria e a punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento.

12.3 Le imprese distributrici di riferimento aggregano e comunicano a Terna ai sensi del comma 38.1, lettera b), i dati di misura dei prelievi di energia elettrica ad esse comunicati dalle imprese distributrici sottese ai sensi del comma 12.2, nonché dei prelievi di energia elettrica relative a punti di prelievo trattati su base oraria e a punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale ed appartenenti ad un medesimo punto di dispacciamento.

12.4 Per i punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria, i prelievi di energia elettrica in ciascun periodo rilevante sono determinati ai sensi dell'Articolo 13.

12.5 Ai fini dello svolgimento delle attività di cui al presente articolo le imprese distributrici possono avvalersi dell'opera di imprese distributrici di riferimento terze.

Articolo 13
Profilazione oraria convenzionale di prelievo per l'illuminazione pubblica

13.1 L'energia elettrica prelevata in ciascuna ora da ciascun punto di prelievo corrispondente ad un impianto di illuminazione pubblica non trattato su base oraria è pari:

a) nelle ore appartenenti interamente alla prima fascia di accensione, all'energia oraria convenzionale di cui al comma 13.2 attribuita al medesimo punto di prelievo;

b) nelle ore appartenenti interamente alla seconda fascia di accensione all'energia oraria convenzionale di cui al comma 13.2 attribuita al medesimo punto di prelievo;

c) nell'ora appartenente parzialmente alla prima fascia di accensione, all'energia oraria convenzionale di cui al comma 13.2 attribuita al medesimo punto di prelievo, moltiplicata per il rapporto tra i minuti di accensione all'interno di tale ora e 60;

d) nell'ora appartenente parzialmente alla seconda fascia di accensione, all'energia oraria convenzionale di cui al comma 13.2 attribuita al medesimo punto di prelievo, moltiplicata per il rapporto tra i minuti di accensione all'interno di tale ora e 60;

e) in tutte le restanti ore, a zero.

13.2 L'energia oraria convenzionale attribuita a ciascun punto di prelievo corrispondente ad un impianto di illuminazione pubblica non trattato su base oraria è pari al rapporto fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo punto di prelievo nell'anno precedente;

b) il rapporto fra i minuti complessivi di accensione nell'anno precedente e 60.

13.3 L'energia oraria convenzionale attribuita a ciascun punto di prelievo corrispondente ad un impianto di illuminazione pubblica non trattato su base oraria è determinata da ciascuna impresa distributrice entro l'1 maggio di ciascun anno e ha valore dall'1 giugno successivo sino al 31 maggio immediatamente successivo.

Articolo 14
Anagrafica dei punti di immissione e di prelievo

14.1 Le imprese distributrici tengono aggiornato un registro elettronico dei punti di immissione connessi alla propria rete e dei punti di prelievo, ivi compresi i punti di emergenza, localizzati nel proprio ambito territoriale, organizzato con un codice alfanumerico identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale.

14.2 Terna, con il coinvolgimento delle imprese distributrici e dei soggetti interessati, coordina la definizione del codice alfanumerico identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale di cui al comma precedente, nonché le regole di manutenzione ed aggiornamento del medesimo codice.

14.3 Terna, sentite le imprese distributrici, definisce il contenuto minimo dei registri di cui al comma 14.1 ai fini del dispacciamento e le condizioni necessarie ad assicurarne l'interoperabilità ai fini di quanto previsto nel presente provvedimento e nella deliberazione n. 111/06.

Articolo 15
Corrispettivi per l'aggregazione delle misure

15.1 Entro il giorno dieci (10) del secondo mese successivo a quello di competenza, ciascun utente del dispacciamento paga a Terna il corrispettivo per l'aggregazione delle misure in immissione pari alla somma de:

a) il prodotto fra il corrispettivo unitario $\overline{CAI}$ di cui alla Tabella 1 allegata al presente provvedimento e il numero dei punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione non rilevanti diverse dalle unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW inclusi nel proprio contratto di dispacciamento;

b) il prodotto fra il corrispettivo unitario $\overline{CAP_G}$ di cui alla Tabella 2 allegata al presente provvedimento e il numero dei punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW inclusi nel proprio contratto di dispacciamento.

15.2 Entro il giorno 10 del secondo mese successivo a quello di competenza, ciascun utente del dispacciamento paga a Terna il corrispettivo unitario per l'aggregazione delle misure in prelievo pari al prodotto fra:

a) la somma dei valori $\overline{CAP_D}$ e $\overline{CAP_G}$ di cui alla Tabella 2 allegata al presente provvedimento;

b) il numero dei punti di prelievo trattati su base oraria inclusi nel proprio contratto di dispacciamento.

15.3 Al termine del secondo mese successivo a quello di competenza, Terna paga a ciascuna impresa distributrice avente punti di prelievo trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale ed iscritti nel registro di cui al comma 14.1 il corrispettivo a remunerazione dell'attività prestata dalle medesime imprese ai sensi dell'Articolo 12 pari a:

a) per un numero compreso fra 1 e 50 di punti di prelievo trattati su base oraria compresi nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice e iscritti nel registro di cui al comma 14.1

$$CAP_D = \overline{CAP_F} + \sqrt{UdD} \cdot \overline{CAP_{DU}} \; ;$$

b) per un numero compreso fra 51 e 400 di punti di prelievo trattati su base oraria compresi nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice e iscritti nel registro di cui al comma 14.1:

$$CAP_D = \overline{CAP_F} + \sqrt{UdD} \cdot \overline{CAP_{DU}} + (PTO_P - 50) \cdot \overline{CAP_{D50}} \; ;$$

c) per un numero superiore a 400 di punti di prelievo trattati su base oraria compresi nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice e iscritti nel registro di cui al comma 14.1:

$$CAP_D = \overline{CAP_F} + \sqrt{UdD} \cdot \overline{CAP_{DU}} + 350 \cdot \overline{CAP_{D50}} + (PTO_P - 400) \cdot \overline{CAP_{D400}}$$

dove:

- PTO_P è il numero di punti di prelievo trattati su base oraria localizzati nell'ambito compresi nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice e iscritti nel registro di cui al comma 14.1;

- *UdD* è il numero di soggetti che hanno concluso un contratto di trasporto con l'impresa distributrice;
- $\overline{CAP_F}$, $\overline{CAP_{DU}}$, $\overline{CAP_{D50}}$, $\overline{CAP_{D400}}$ sono i corrispettivi unitari di cui alla Tabella 2 allegata al presente provvedimento.

Sezione 2
PROFILI CONVENZIONALI PER FASCE ORARIE PER L'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA AI FINI DELLA REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

Articolo 16
Criteri per la determinazione convenzionale

16.1 Ai fini della determinazione dell'energia prelevata in ciascun punto di dispacciamento, è convenzionalmente attribuita ad ogni utente del dispacciamento in prelievo, in ogni area di riferimento, in ciascuna ora, con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria inclusi nel contratto di dispacciamento di cui è titolare diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, una quantità di energia elettrica pari alla quota del prelievo residuo di area determinata ai sensi della presente Sezione.

16.2 In ciascuna area di riferimento ed in ciascuna ora, la quota del prelievo residuo di area attribuita in maniera convenzionale a ciascun utente del dispacciamento è pari al prodotto fra:

i) il prelievo residuo di area relativo alla medesima area e alla medesima ora;

ii) il coefficiente di ripartizione del prelievo del medesimo utente del dispacciamento relativo alla medesima area, al mese ed alla fascia oraria cui appartiene l'ora considerata, determinato ai sensi dell'Articolo 17.

Articolo 17
Coefficienti di ripartizione del prelievo degli utenti del dispacciamento

17.1 I coefficienti di ripartizione del prelievo degli utenti del dispacciamento (di seguito: CRPU) sono differenziati per mese e per fascia oraria e sono determinati per area di riferimento.

17.2 Il CRPU, relativo a ciascuna area di riferimento, a ciascun mese ed a ciascuna fascia oraria, di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico è pari alla somma dei coefficienti di ripartizione del prelievo, di cui all'Articolo 18, relativi alla medesima area di riferimento, al medesimo mese e alla medesima fascia oraria, determinati per i punti di prelievo diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente del dispacciamento, che non sono trattati su base oraria nel corso del mese considerato.

17.3 In ciascuna area di riferimento, in ciascun mese ed in ciascuna fascia oraria, il CRPU dell'Acquirente Unico è pari alla differenza fra uno e la somma dei CRPU relativi al medesimo mese e alla medesima fascia degli altri utenti di dispacciamento nella cui competenza risultino punti di prelievo localizzati nell'area di riferimento considerata.

17.4 I CRPU di ciascun mese sono determinati dalle imprese distributrici di riferimento entro il sest'ultimo giorno lavorativo del mese precedente.

Articolo 18

Coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo

18.1 I coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo (di seguito: CRPP) sono definiti per i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica e sono differenziati per mese e per fascia oraria.

18.2 Il CRPP di ciascun punto di prelievo trattato per fasce (di seguito: $CRPP^f_{F_i}$), in ciascuna fascia oraria F_i e in ciascun mese, è determinato come:

$$CRPP^f_{F_i} = \frac{EP^f_{F_i}}{E^{f+m}_{F_i}}$$

dove:

a) $EP^f_{F_i}$ è l'energia prelevata nella fascia oraria F_i nel medesimo mese dell'anno precedente, dal medesimo punto di prelievo, come rilevata dai dati di misura o determinata ai sensi dell'Articolo 20;

b) $E^{f+m}_{F_i}$ è l'energia complessivamente prelevata nel medesimo mese dell'anno precedente nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel medesimo mese dell'anno precedente in ciascuna ora della fascia oraria F_i.

18.3 Il CRPP di ciascun punto di prelievo trattato monorario (di seguito: $CRPP^m_{F_i}$), in ciascuna fascia oraria F_i e in ciascun mese, è determinato come:

$$CRPP^m_{F_i} = \frac{EP^m_{F_i}}{E^{f+m}_{F_i}}$$

dove:

a) $EP^m_{F_i}$ è l'energia prelevata nella fascia oraria F_i nel medesimo mese dell'anno precedente dal medesimo punto di prelievo, determinata ai sensi dell'Articolo 19;

b) $E_{F_i}^{f+m}$ è l'energia complessivamente prelevata nel medesimo mese dell'anno precedente nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel medesimo mese dell'anno precedente in ciascuna ora della fascia oraria F_i.

Articolo 19

Determinazione per fasce dell'energia prelevata dai punti di prelievo trattati monorari

19.1 In ciascuna area di riferimento l'energia $EP_{F_i}^{m}$ prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i da ciascun punto di prelievo trattato monorario, è determinata dall'impresa distributrice competente per ambito territoriale come:

$$EP_{F_i}^{m} = \frac{E_{F_i}^{m}}{\sum_i E_{F_i}^{m}} \cdot EP_u^{m}$$

dove:

a) EP_u^{m} è l'energia prelevata nel medesimo mese dal medesimo punto di prelievo, determinata applicando al singolo punto di prelievo i criteri di cui al comma 28.4;

b) $E_{F_i}^{m}$ è l'energia di cui al comma 19.2, complessivamente prelevata nel medesimo mese e nella medesima fascia dai punti di prelievo trattati monorari;

c) la sommatoria $\sum_i E_{F_i}^{m}$ è estesa a tutte le fasce orarie del mese considerato.

19.2 In ciascuna area di riferimento l'energia $E_{F_i}^{m}$ complessivamente prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i dai punti di prelievo trattati monorari è determinata come:

$$E_{F_i}^{m} = E_{F_i}^{f+m} - E_{F_i}^{f}$$

dove:

a) $E_{F_i}^{f+m}$ è l'energia complessivamente prelevata nel medesimo mese nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel mese considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i;

b) $E_{F_i}^{f}$ è l'energia complessivamente prelevata nel medesimo mese nella medesima fascia da tutti i punti di prelievo trattati per fasce.

Articolo 20

Determinazione dell'energia prelevata nel mese per punti di prelievo trattati per fasce privi di dati mensili

20.1 L'energia $EP^f_{F_i}$ prelevata da ciascun punto di prelievo trattato per fasce per il quale l'energia prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i non è registrata dai misuratori elettronici ai sensi del TIV, comma 27.7, lettera c), è determinata come:

$$EP^f_{F_i} = \sum_h EP^f_h$$

dove:

a) EP^f_h è l'energia prelevata dal medesimo punto di prelievo nell'ora h, determinata ai sensi del comma 20.2;

b) la sommatoria $\sum_h EP^f_h$ è estesa a tutte le ore appartenenti al medesimo mese e alla medesima fascia.

20.2 L'energia EP^f_h prelevata in ciascuna ora h da ciascun punto di prelievo trattato per fasce di cui al TIV, comma 27.7, lettera c) è determinata come:

$$EP^f_h = \frac{PRA_h}{\sum_h PRA_h} EP^f_{F_i\ per}$$

dove:

a) PRA_h è il prelievo residuo di area relativo alla medesima ora h;

b) $EP^f_{F_i\ per}$ è l'energia complessivamente prelevata dal medesimo punto di prelievo nella fascia F_i cui appartiene l'ora considerata, determinata con riferimento al periodo *per* per il quale sono registrati i dati di misura ai sensi del comma 27.7, lettera c) del TIV;

c) la sommatoria $\sum_h PRA_h$ è estesa a tutte le ore appartenenti alla fascia F_i cui appartiene l'ora h considerata, incluse nel periodo *per* di cui al punto b).

Articolo 21

Modalità di determinazione ed aggiornamento dei CRPP

21.1 I CRPP per tutti i mesi e tutte le fasce orarie sono determinati dalle imprese distributrici su base annuale entro il 20 maggio di ciascun anno sulla base dei dati di prelievo relativi all'anno precedente a quello in cui sono determinati. I CRPP così determinati hanno validità dal giugno successivo sino al 31 maggio immediatamente successivo.

21.2 I CRPP sono determinati esclusivamente per tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica inclusi nei contratti di dispacciamento di utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico, per i quali non sarà attivato il trattamento orario entro il 31 maggio di ciascun anno.

21.3 Ai fini della determinazione dei CRPP, ai punti di prelievo trattati per fasce per cui non sono disponibili i dati di prelievo riferiti a ciascuna fascia oraria e a ciascun mese del periodo di cui al comma 21.1:

a) qualora risultassero disponibili i dati di prelievo complessivo del punto di prelievo, sono applicate:

i) le disposizioni di cui al comma 18.3, relative ai punti di prelievo trattati monorari con riferimento ai soli mesi e fasce orarie prive dei dati di prelievo effettivi;

ii) le disposizioni di cui al comma 18.2 relative ai punti di prelievo trattati per fasce nei mesi e nelle fasce orarie in cui sono disponibili i dati di prelievo effettivi;

b) qualora non fossero disponibili i dati di prelievo complessivo del punto di prelievo, sono comunque applicate le disposizioni di cui al comma 18.2 considerando validi dati di prelievo relativi a punti di prelievo aventi le medesime caratteristiche in termini di potenza disponibile.

21.4 I CRPP relativi a punti di prelievo trasferiti dal contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico al contratto di dispacciamento di un diverso utente del dispacciamento sono determinati contestualmente all'inserimento dei suddetti punti di prelievo nel punto di dispacciamento dell'utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico. Essi hanno validità fino al 31 maggio immediatamente successivo.

21.5 L'attivazione del trattamento per fasce in corso d'anno non comporta alcun aggiornamento in corso d'anno ai CRPP relativi ai punti di prelievo interessati dall'attivazione medesima. Tali CRPP sono rideterminati solamente in occasione del previsto aggiornamento annuale di cui al comma 21.1.

Sezione 3
DETERMINAZIONE E LIQUIDAZIONE DEI CORRISPETTIVI DI DISPACCIAMENTO

Articolo 22
Criteri generali

22.1 Entro il giorno 25 del mese successivo a quello di competenza, Terna determina:

a) l'energia immessa e prelevata in ciascun periodo rilevante in ciascun punto di dispacciamento;

b) i corrispettivi di cui all'Articolo 23 e all'Articolo 24 di competenza di ciascun utente del dispacciamento.

22.2 Entro il giorno 10 del secondo mese successivo a quello di competenza, l'utente del dispacciamento:

a) paga a Terna se negativi, ovvero riceve da Terna se positivi, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo di cui all'Articolo 23 relativi a ciascun punto di dispacciamento incluso nel proprio contratto di dispacciamento;

b) qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità di consumo, paga a Terna i corrispettivi di dispacciamento in base all'energia prelevata di cui all'Articolo 24;

c) qualora avente inclusi nel proprio contratto di dispacciamento punti di prelievo corrispondenti a clienti finali aventi diritto al servizio di maggior tutela, paga a Terna se positivi, ovvero riceve da Terna se negativi, i corrispettivi per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione di cui all'Articolo 25 e di gradualità per l'anno 2009 di cui all'Articolo 78.

Articolo 23
Corrispettivi di sbilanciamento effettivo

23.1 In ciascun periodo rilevante, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo relativo a ciascun punto di dispacciamento è pari al prodotto tra:

a) lo sbilanciamento effettivo di cui al comma 23.2 relativo al medesimo punto di dispacciamento e al medesimo periodo rilevante;

b) il prezzo di sbilanciamento applicabile, ai sensi dell'Articolo 40 della deliberazione n. 111/06, nel medesimo periodo rilevante al medesimo punto di dispacciamento, in base alla tipologia di punto di dispacciamento e al segno dello sbilanciamento effettivo.

23.2 In ciascun periodo rilevante, lo sbilanciamento effettivo relativo a ciascun punto di dispacciamento è pari al saldo fisico del relativo Conto di Sbilanciamento Effettivo, determinato ai sensi del comma 21.1 della deliberazione n. 111/06.

23.3 Nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo relativo ad un punto di dispacciamento in un periodo rilevante sia negativo, l'utente del dispacciamento paga a Terna un corrispettivo di sbilanciamento effettivo per l'energia elettrica acquistata nell'ambito del servizio di dispacciamento.

23.4 Nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo relativo ad un punto di dispacciamento in un periodo rilevante sia positivo, l'utente del dispacciamento riceve da Terna un corrispettivo di sbilanciamento effettivo per l'energia elettrica venduta nell'ambito del servizio di dispacciamento.

Articolo 24
Corrispettivi di dispacciamento in base all'energia prelevata

24.1 In ciascun mese il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di competenza di ciascun utente del dispacciamento è pari al prodotto fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nel medesimo mese;

b) il corrispettivo unitario di cui al comma 44.3 della deliberazione n. 111/06 relativo al trimestre cui il mese considerato appartiene.

24.2 In ciascun mese il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema di competenza di ciascun utente del dispacciamento è pari al prodotto fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nel medesimo mese;

b) il corrispettivo unitario di cui al comma 45.2 della deliberazione n. 111/06.

24.3 In ciascun mese il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna di competenza di ciascun utente del dispacciamento è pari al prodotto fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nel medesimo mese;

b) il corrispettivo unitario di cui all'Articolo 46 della deliberazione n. 111/06.

24.4 In ciascun mese il corrispettivo a copertura dei costi derivanti dalla differenza fra perdite effettive e perdite standard nelle reti di competenza di ciascun utente del dispacciamento è pari al prodotto fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nel medesimo mese;

b) il corrispettivo unitario di cui all'Articolo 47 della deliberazione n. 111/06.

24.5 In ciascun mese il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva di competenza di ciascun utente del dispacciamento è pari al prodotto fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nel medesimo mese;

b) il corrispettivo unitario di cui all'Articolo 48 della deliberazione n. 111/06.

24.6 In ciascun mese il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico di competenza di ciascun utente del dispacciamento è pari al prodotto fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nel medesimo mese;

b) il corrispettivo unitario di cui all'Articolo 73 della deliberazione n 111/06.

Articolo 25
Corrispettivo per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione

25.1 In ciascun mese, il corrispettivo a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela di competenza di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, è determinato applicando il corrispettivo unitario di cui alla Tabella 3 del TIV al numero dei punti di prelievo connessi in bassa tensione ad eccezione dei punti corrispondenti a clienti finali serviti nel servizio di salvaguardia e all'energia elettrica prelevata dai medesimi punti.

25.2 Ai fini del presente articolo l’energia elettrica prelevata dai punti di prelievo di cui al comma 25.1 non è aumentata del fattore percentuale per tenere conto delle perdite standard di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui al comma 77.1.

TITOLO IV
CONGUAGLI CON LIQUIDAZIONE SU BASE ANNUALE

Articolo 26
Criteri generali

26.1 Per ciascun anno solare Terna determina le partite economiche di conguaglio relative:

a) ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, sulla base delle disposizioni di cui alla Sezione 1 del presente Titolo;

b) ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria sulla base delle disposizioni di cui alla Sezione 2 del presente Titolo;

c) ai punti di prelievo trattati monorari localizzati nelle aree di riferimento in cui non risulta soddisfatta nessuna delle condizioni di cui all’Articolo 33, sulla base delle disposizioni di cui alla Sezione 3 del presente Titolo.

Sezione 1
DEFINIZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE A SEGUITO DELLA DETERMINAZIONE DELL’ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA DAGLI UTENTI DEL DISPACCIAMENTO CON RIFERIMENTO AI PUNTI DI PRELIEVO NON TRATTATI SU BASE ORARIA (CONGUAGLIO LOAD PROFILING)

Articolo 27
Conguaglio load profiling

27.1 Per ciascun anno solare Terna determina le partite economiche di conguaglio *load profiling* a seguito della determinazione dell’energia prelevata da ogni utente del dispacciamento nell’anno solare medesimo con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica inclusi nel contratto di dispacciamento di cui è titolare.

27.2 Le partite economiche di conguaglio *load profiling* risultano dal prodotto delle partite fisiche di cui all’Articolo 28 e dai prezzi di cui al comma 29.2 calcolati per ciascun mese e per ciascuna fascia oraria.

27.3 Terna subordina la liquidazione delle partite economiche di conguaglio *load profiling* di competenza di ciascun utente del dispacciamento in prelievo diverso dall’Acquirente Unico in ciascuna area di riferimento alla verifica che,

limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente localizzati nella medesima area e all'anno di competenza, il valore assoluto della differenza fra l'energia prelevata dal medesimo utente del dispacciamento in ciascuna area di riferimento determinata ai sensi del comma 28.2 e l'energia elettrica assoggettata al trasporto nella medesima area sia minore del 2% della maggiore delle due.

Articolo 28
Partite fisiche di conguaglio load profiling

28.1 In ciascuna area di riferimento, in ciascun mese ed in ciascuna fascia oraria F_i, la partita fisica di conguaglio *load profiling* di competenza di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico è pari alla differenza fra:

a) l'energia $E_{F_i u}$ di cui al comma 28.2, prelevata nel medesimo mese e nella fascia oraria F_i dal medesimo utente del dispacciamento;

b) l'energia attribuita nel medesimo mese e nella medesima fascia, al medesimo utente del dispacciamento ai sensi dell'Articolo 16.

28.2 In ciascuna area di riferimento, l'energia $E_{F_i u}$ prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i, da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico è calcolata come:

$$E_{F_i u} = E^f_{F_i u} + E^m_{F_i u}$$

dove:

a) $E^f_{F_i u}$ è l'energia effettivamente prelevata, nel medesimo mese nella fascia oraria F_i, dai punti di prelievo trattati per fasce inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente del dispacciamento nel medesimo mese;

b) $E^m_{F_i u}$ è l'energia prelevata, nel medesimo mese nella fascia oraria F_i, dai punti di prelievo trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente del dispacciamento nel medesimo mese, determinata ai sensi del comma 28.3.

28.3 In ciascuna area di riferimento l'energia $E^m_{F_i u}$ prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i dai punti di prelievo trattati monorari che sono stati nella competenza di ciascun utente del dispacciamento è calcolata come:

$$E^m_{F_i u} = \frac{E^m_{F_i}}{\sum_i E^m_{F_i}} \cdot E^m_u$$

dove:

a) E^m_u è l'energia di cui al comma 28.4 prelevata nel medesimo mese dai medesimi punti di prelievo trattati monorari;

b) $E_{F_i}^m$ è l'energia di cui al comma 19.2 complessivamente prelevata nel medesimo mese nella fascia oraria F_i dai punti di prelievo trattati monorari;

c) la sommatoria $\sum_i E_{F_i}^m$ è estesa a tutte le fasce orarie comprese nel mese considerato.

28.4 In ciascuna area di riferimento, l'energia E_u^m prelevata in ciascun mese dai punti di prelievo trattati monorari che sono stati nella competenza di ciascun utente del dispacciamento è determinata dall'impresa distributrice di riferimento in modo tale che:

a) l'energia prelevata da ciascun punto di prelievo trattato monorario sia ripartita nei soli mesi nei quali il medesimo punto di prelievo sia stato trattato monorario;

b) l'energia prelevata da ciascun punto di prelievo trattato monorario sia ripartita nei mesi sulla base dei dati di misura effettivamente disponibili per tale punto, eventualmente riportati all'anno o al mese nel caso di variazione dell'utente del dispacciamento o di attivazione del trattamento per fasce, tramite l'applicazione di un criterio di stima;

c) l'energia complessivamente attribuita in ciascuna fascia oraria di ciascun mese con riferimento a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente unico nel cui contratto di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo trattati monorari sia proporzionale alla somma delle energie $E_{F_i}^m$ di cui al comma 19.2, complessivamente prelevate dai punti di prelievo trattati monorari in ciascuna fascia oraria F_i nel medesimo mese.

28.5 L'energia $EP_{F_i}^f$ prelevata da ciascun punto di prelievo trattato per fasce per il quale l'energia prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i non è registrata dai misuratori ai sensi del TIV, comma 27.7, lettera c), è determinata ai sensi dell'Articolo 20.

Articolo 29

Regolazione delle partite economiche

29.1 Entro il 31 luglio di ciascun anno, ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico nel cui contratto di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria, per ciascuna area di riferimento, per ciascuna fascia oraria e per ciascun mese dell'anno precedente paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo, un corrispettivo pari al prodotto tra:

a) la partita fisica di conguaglio *load profiling* di propria competenza relativa alla medesima area, al medesimo mese e alla medesima fascia oraria, determinata ai sensi del comma 28.1;

b) il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nella medesima area, nel medesimo mese e nella medesima fascia oraria, determinato ai sensi del comma 29.2, fatto salvo quanto previsto al comma 29.4.

29.2 In ciascuna area di riferimento, in ciascun mese ed in ciascuna fascia oraria, il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata è pari alla media, ponderata per il prelievo residuo di area, dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima e dei corrispettivi unitari di dispacciamento applicabili all'energia elettrica prelevata, di cui all'Articolo 24 che si sono verificati in ciascuna ora della fascia oraria.

29.3 Entro il 31 luglio di ciascun anno, l'Acquirente Unico, per ciascuna area di riferimento, per ciascuna fascia oraria e per ciascun mese dell'anno precedente, paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo un corrispettivo pari all'opposto della somma dei corrispettivi riferiti alla medesima area, al medesimo mese, e alla medesima fascia, a carico degli altri utenti del dispacciamento nei cui contratti di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo localizzati nell'area considerata.

29.4 Qualora si verifichi la condizione di inadeguatezza di cui al comma 60bis.1 della deliberazione n. 111/06, nelle aree di riferimento nelle quali si è verificata la predetta condizione, ai fini della determinazione del prezzo medio dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 29.2, sono escluse le ore in cui si è verificata la predetta condizione.

Sezione 2
CONGUAGLIO PER I PUNTI DI PRELIEVO CORRISPONDENTI AD IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE PUBBLICA

Articolo 30
Conguaglio annuale per l'illuminazione pubblica

30.1 Per ciascun anno solare Terna determina le partite economiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica a seguito della determinazione dell'energia prelevata nell'anno medesimo da ogni utente del dispacciamento nel cui contratto di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria.

30.2 Le partite economiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica risultano dal prodotto delle partite fisiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica di cui al comma 31.1 e dai prezzi di cui al comma 32.2. calcolati per ciascuna fascia geografica.

Articolo 31
Partite fisiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica

31.1 In ciascun anno e in ciascuna fascia geografica, la partita fisica di conguaglio per l'illuminazione pubblica di ciascun utente del dispacciamento nel cui contratto di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria è pari alla differenza fra:

a) l'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria localizzati nella medesima fascia geografica nel periodo di anno in cui tali punti di prelievo sono stati inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente;

b) l'energia complessivamente attribuita, nel medesimo anno, al medesimo utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo di cui alla lettera a) sulla base delle disposizioni di cui all'Articolo 13.

Articolo 32
Liquidazione delle partite economiche

32.1 Entro il 31 luglio di ciascun anno, ciascun utente del dispacciamento nel cui contratto di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, per ciascuna fascia geografica, paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo, un corrispettivo pari al prodotto tra:

a) la partita fisica di conguaglio IP relativa al medesimo utente del dispacciamento e alla medesima fascia geografica determinata ai sensi del comma 31.1;

b) il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata per l'illuminazione pubblica nell'anno precedente nella medesima fascia geografica, determinato ai sensi del comma 32.2.

32.2 In ciascun anno e in ciascuna fascia geografica, il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata per l'illuminazione pubblica è pari alla media, ponderata per i minuti di accensione di ciascuna ora, dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima e dei corrispettivi unitari di dispacciamento applicabili all'energia elettrica prelevata di cui all'Articolo 24 che si sono verificati in ciascuna ora dell'anno considerato.

Sezione 3
CONGUAGLIO COMPENSATIVO

Articolo 33
Ambito di applicazione

33.1 Le disposizioni di cui alla presente Sezione, ferme restando le disposizioni relative al conguaglio di cui alla Sezione 1 del presente Titolo, si applicano con riferimento all'anno successivo nelle aree di riferimento in cui all'1 agosto di ciascun anno si prevede, sulla base delle informazioni disponibili ai sensi del comma 37.4 lettera b), che nessuna delle due seguenti condizioni sia soddisfatta:

a) almeno l'80% dell'energia complessivamente prelevata nell'anno precedente dai punti di prelievo non domestici non trattati su base oraria sia stata prelevata da punti di prelievo che saranno trattati per fasce all'1 gennaio dell'anno successivo;

b) almeno l'80% dell'energia complessivamente prelevata nell'anno precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza di ogni utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico sia stata prelevata da punti di prelievo che saranno trattati per fasce all'1 gennaio dell'anno successivo.

Articolo 34
Conguaglio compensativo

34.1 Per ciascun anno solare Terna determina le partite economiche di conguaglio compensativo a seguito della determinazione dell'energia prelevata da ogni utente del dispacciamento nell'anno medesimo con riferimento ai punti di prelievo domestici e non domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento di cui è titolare.

34.2 Il corrispettivo di conguaglio compensativo C_u^{comp} è determinato come:

$$C_u^{comp} = P^{nd} \cdot E_u^{nd} - P^d \cdot E_u^d$$

dove:

a) E_u^{nd} è l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente del dispacciamento, pari alla somma delle energie $E_{u\ mese}^{nd}$ di cui al comma 34.3, prelevate dal medesimo utente del dispacciamento in ciascun mese dell'anno precedente;

b) E_u^d è l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente del dispacciamento, pari alla somma delle energie $E_{u\ mese}^d$ di cui al comma 34.4, prelevate dal medesimo utente del dispacciamento in ciascun mese dell'anno precedente;

c) P^{nd} e P^d sono i corrispettivi unitari rispettivamente relativi ai punti di prelievo non domestici e domestici, di cui alla Tabella 3 allegata al presente provvedimento.

34.3 Ai fini della determinazione dell'energia E_u^{nd} di cui al comma 34.2, lettera a), in ciascuna area di riferimento, l'energia $E_{u\ mese}^{nd}$ prelevata in ciascun mese da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo non domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento di cui è titolare è determinata sulla base dei criteri di cui al comma 28.4.

34.4 Ai fini della determinazione dell'energia E_u^d di cui al comma 34.2, lettera b), in ciascuna area di riferimento, l'energia $E_{u\ mese}^d$ prelevata in ciascun mese da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento di cui è titolare è determinata sulla base dei criteri di cui al comma 28.4.

Articolo 35

Regolazione del corrispettivo di conguaglio compensativo

35.1 Entro il 31 luglio di ciascun anno, ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico nel cui contratto di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo trattati monorari, per ciascuna area di riferimento, paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo, il corrispettivo C_u^{comp} determinato ai sensi del comma 34.2.

35.2 Entro il 31 luglio di ciascun anno, l'Acquirente Unico, per ciascuna area di riferimento, paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo un corrispettivo pari alla somma, cambiata di segno, dei corrispettivi riferiti alla medesima area, a carico degli altri utenti del dispacciamento aventi nella loro competenza punti di prelievo trattati monorari localizzati nell'area considerata.

TITOLO V
OBBLIGHI INFORMATIVI

Articolo 36

Obblighi informativi comuni a tutte le imprese distributrici

36.1 Entro il giorno 20 di ciascun mese, con riferimento al mese precedente, ciascuna impresa distributrice:

a) comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico i dati di misura dei prelievi di energia elettrica relativi a punti di prelievo trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente;

b) comunica a Terna le informazioni necessarie alla regolazione dei corrispettivi per l'aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento di cui all'Articolo 15.

36.2 Entro il sest'ultimo giorno di ciascun mese, ciascuna impresa distributrice comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico l'elenco dei punti di prelievo che saranno inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente nel mese successivo, iscritti nel registro di cui al comma 14.1 in unico documento di formato elettronico secondo le specifiche e le modalità di cui all'Appendice 1 del presente provvedimento.

Articolo 37

Obblighi informativi propri delle imprese distributrici sottese

37.1 Entro il giorno 15 di ciascun mese ciascuna impresa distributrice sottesa:

a) ai fini dell'aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica:

i) determina e comunica a Terna l'energia elettrica immessa in ciascun periodo rilevante del mese precedente da ciascun punto di immissione non corrispondente ad unità di produzione 74/08 con potenza

disponibile sul punto non superiore a 55 kW connesso nella propria rete;

ii) determina e comunica alle propria impresa distributrice di riferimento l'energia elettrica complessivamente immessa in ciascun periodo rilevante del mese precedente dai punti di immissione non trattati su base oraria corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW connessi alla propria rete;

b) ai fini dell'aggregazione delle misure dei prelievi di energia elettrica, determina e comunica alla propria impresa distributrice di riferimento l'energia elettrica complessivamente prelevata in ciascun periodo rilevante del mese precedente da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria e ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale;

c) ai fini della determinazione del profilo convenzionale di prelievo per l'illuminazione pubblica, determina e comunica alla propria impresa distributrice di riferimento la somma, distinta per utente del dispacciamento, delle energie orarie convenzionali dei punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nel proprio ambito territoriale che non saranno trattati su base oraria nel mese successivo;

d) ai fini della determinazione dei CRPU da parte dell'impresa distributrice di riferimento:

i) determina i CRPP relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi da quelli corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nel proprio ambito territoriale che sono stati attivati nel mese corrente ed inseriti in un contratto di dispacciamento diverso da quello dell'Acquirente Unico, oppure attualmente inseriti nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico e che dal mese successivo saranno inseriti in un contratto di dispacciamento diverso da quello dell'Acquirente Unico;

ii) determina e comunica alla propria impresa distributrice di riferimento l'aggregato dei CRPP relativi ai punti di prelievo diversi da quelli corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nel proprio ambito territoriale che non saranno trattati su base oraria nel mese successivo, distinto per ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;

e) ai fini della determinazione del prelievo residuo d'area da parte della propria impresa distributrice di riferimento, comunica alla medesima, relativamente al proprio ambito territoriale e al mese precedente, le somme dell'energia elettrica:

i) prelevata in ciascuna ora nei punti di prelievo trattati su base oraria;

ii) immessa in ciascuna ora nei punti di immissione, compresi i punti di immissione non trattati su base oraria per cui l'energia elettrica immessa in ciascuna ora è determinata ai sensi dell'Articolo 10;

iii) immessa o prelevata in ciascuna ora nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento, compresi i punti di interconnessione non trattati su base oraria per i quali l'energia elettrica immessa o prelevata in ciascuna ora è determinata ai sensi del comma 7.4, lettera a);

f) ai fini della determinazione del delta PRA, determina e comunica alla propria impresa distributrice di riferimento, la quota parte di delta PRA del mese corrente, relativa ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nel proprio ambito territoriale.

37.2 Entro il 26 di aprile di ciascun anno, ai fini della determinazione con cadenza annuale dei CRPP, ciascuna impresa distributrice sottesa comunica alla propria impresa distributrice di riferimento:

a) l'energia complessivamente prelevata in ciascun mese dell'anno precedente ed in ciascuna fascia dai punti di prelievo trattati per fasce localizzati nel proprio ambito territoriale;

b) l'energia complessivamente prelevata in ciascun mese dell'anno precedente e in ciascuna fascia dai punti di prelievo non trattati su base oraria per i quali sarà attivato il trattamento orario entro il 31 maggio.

37.3 Entro il 10 maggio di ciascun anno ciascuna impresa distributrice sottesa determina e comunica alla propria impresa distributrice di riferimento limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale:

a) ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica, l'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria;

b) ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio *load profiling*, l'energia prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria dell'anno precedente da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, determinata ai sensi del comma 28.2;

c) al fine della determinazione del corrispettivo di conguaglio compensativo di cui al comma 34.2:

i) l'energia E_u^{nd} di cui al comma 34.2, lettera a) complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;

ii) l'energia E_u^{d} di cui al comma 34.2, lettera b) complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico.

37.4 Entro il 25 luglio di ciascun anno, ai fini della verifica del soddisfacimento della condizione di cui al comma 33.1 ciascuna impresa distributrice sottesa comunica alla propria impresa distributrice di riferimento:

a) l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non domestici non trattati su base oraria;

b) l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non domestici non trattati su base oraria che saranno trattati per fasce a partire all'1 gennaio dell'anno successivo;

c) l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza dell'insieme degli utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico;

d) l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza dell'insieme degli utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico che saranno trattati per fasce all'1 gennaio dell'anno successivo.

Articolo 38

Obblighi informativi propri delle imprese distributrici di riferimento

38.1 In ciascun mese, ciascuna impresa distributrice di riferimento:

a) ai fini dell'aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica:

   i) entro il giorno 15 determina e comunica a Terna l'energia elettrica immessa in ciascun periodo rilevante del mese precedente da ciascun punto di immissione non corrispondente ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW connesso nella propria rete;

   ii) entro il giorno 20, determina e comunica a Terna l'energia elettrica complessivamente immessa in ciascun periodo rilevante del mese precedente dai punti di immissione non trattati su base oraria corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW localizzati nella propria area di riferimento;

b) ai fini dell'aggregazione delle misure dei prelievi di energia elettrica, entro il giorno 20 determina e comunica a Terna l'energia elettrica complessivamente prelevata in ciascun periodo rilevante del mese precedente da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria e ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento;

c) ai fini della determinazione del profilo convenzionale di prelievo per l'illuminazione pubblica, entro il sest'ultimo giorno lavorativo del mese determina e comunica a Terna la somma, distinta per utente del dispacciamento e per fascia geografica, delle energie orarie convenzionali dei punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nella propria area di riferimento che non saranno trattati su base oraria nel mese successivo;

d) ai fini della determinazione del prelievo residuo d'area delle aree di riferimento delle imprese distributrici cui risulta interconnessa entro il giorno 18, comunica alle altre imprese distributrici di riferimento alle quali risulta essere interconnessa le somme, eventualmente determinate in maniera convenzionale ai sensi del comma 7.4, lettera a), dell'energia elettrica immessa o prelevata in ciascuna ora del mese precedente attraverso punti di interconnessione tra le aree di riferimento delle medesime imprese;

e) ai fini della determinazione convenzionale dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica:

   i) entro il giorno 20, determina e trasmette a Terna il prelievo residuo di area in ciascuna ora del mese precedente relativo alla propria area di riferimento;

   ii) entro il sest'ultimo giorno lavorativo:

      - determina i CRPP relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nel proprio ambito territoriale che sono stati attivati nel mese corrente ed inseriti in un contratto di dispacciamento diverso da quello dell'Acquirente Unico, oppure attualmente inseriti nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico e che dal mese successivo saranno inseriti in un contratto di dispacciamento diverso da quello dell'Acquirente Unico;
      - comunica a Terna i CRPU relativi al mese successivo di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;
      - rende disponibile sul proprio sito internet ed invia all'Autorità il valore del delta PRA del mese corrente, relativo ai punti di prelievo localizzati nella propria area di riferimento.

38.2 Entro il 5 maggio di ciascun anno, ai fini della determinazione da parte delle proprie imprese distributrici sottese dei CRPP e dell'energia prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria da ciascun utente del dispacciamento, ciascuna impresa distributrice di riferimento rende disponibili alle imprese distributrici ad essa sottese:

a) l'energia $E_{F_i}^{f+m}$ complessivamente prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i dell'anno da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nella propria area di riferimento, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel mese considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i;

b) l'energia $E_{F_i}^{m}$ di cui al comma 19.2 prelevata in ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i dell'anno precedente, dai punti di prelievo trattati monorari.

38.3 Entro il 20 maggio di ciascun anno ciascuna impresa distributrice di riferimento determina e comunica a Terna limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento:

a) ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica, l'energia, distinta per ciascuna fascia geografica, complessivamente prelevata l'anno solare precedente da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria;

b) ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio *load profiling*, l'energia prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria dell'anno precedente da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, determinata ai sensi del comma 28.2;

c) al fine della determinazione del corrispettivo di conguaglio compensativo di cui al comma 34.2:

i) l'energia E_u^{nd} di cui al comma 34.2, lettera a) complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;

ii) l'energia E_u^{d} di cui al comma 34.2, lettera b) complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo domestici trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico.

38.4 Entro l'1 agosto di ciascun anno, ai fini della verifica del soddisfacimento della condizione di cui al comma 33.1 ciascuna impresa distributrice di riferimento comunica a Terna:

a) la percentuale dell'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non domestici non trattati su base oraria localizzati nelle proprie aree di riferimento che risulti prelevata da punti di prelievo che saranno trattati per fasce a partire all'1 gennaio dell'anno successivo;

b) la percentuale dell'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza di ogni utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico localizzati nelle proprie aree di riferimento che risulti prelevata da punti di prelievo che saranno trattati per fasce a partire all'1 gennaio dell'anno successivo.

Articolo 39

Obblighi informativi propri di Terna

39.1 Entro il sest'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese, Terna:

a) ai fini dell'aggregazione delle misure dei prelievi di energia elettrica rende disponibili a ciascun utente del dispacciamento le comunicazioni ricevute dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi del comma 38.1 lettera b), con riferimento ai punti di dispacciamento inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente;

b) ai fini della determinazione del profilo convenzionale di prelievo per l'illuminazione pubblica, comunica a ciascun utente del dispacciamento la somma delle energie orarie convenzionali dei punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica che saranno inclusi nel suo contratto di dispacciamento nel mese successivo, distinta per fascia geografica ed area di riferimento;

c) ai fini della determinazione convenzionale dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica:

i) rende disponibile agli utenti del dispacciamento il prelievo residuo di area occorso in ciascuna area di riferimento in ogni ora del mese precedente e lo comunica all'Autorità nelle modalità da questa definite;

ii) comunica a ciascun utente del dispacciamento i CRPU relativi al mese successivo ad esso attribuiti.

39.2 Entro il 15 luglio di ciascun anno Terna:

a) ai fini del conguaglio per l'illuminazione pubblica:

i) determina e comunica a ciascun utente del dispacciamento, nel cui contratto di dispacciamento dell'anno precedente sono inclusi punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria, la partita fisica di conguaglio per l'illuminazione pubblica relativa all'anno precedente di sua competenza in ciascuna fascia geografica;

ii) determina e rende disponibile agli utenti del dispacciamento il prezzo medio dell'energia prelevata per l'illuminazione pubblica di cui al comma 32.2., relativo a ciascuna fascia geografica;

b) ai fini del conguaglio *load profiling*:

i) determina e comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico la partita fisica di conguaglio *load profiling* di sua competenza in ciascuna area di riferimento, in ciascuna fascia oraria, e in ciascun mese dell'anno precedente;

ii) determina e rende disponibile agli utenti del dispacciamento il prezzo medio dell'energia prelevata di cui al comma 29.2, relativo a ciascuna area di riferimento, a ciascuna fascia oraria e a ciascun mese dell'anno precedente;

c) ai fini del conguaglio compensativo determina e comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico il corrispettivo C_u^{comp} di sua competenza in ciascuna area di riferimento.

39.3 Entro il 10 agosto di ciascun anno, per ciascuna area di riferimento, Terna pubblica e comunica all'Autorità i dati di cui al comma 38.4, dando evidenza dell'eventuale verifica della condizione di cui al comma 33.1 e dell'eventuale applicazione del corrispettivo C_u^{comp} con decorrenza dall'anno successivo.

39.4 Terna trasmette mensilmente all'Autorità, con riferimento al mese precedente, una relazione sull'andamento del rispetto degli obblighi informativi di cui è destinataria ai sensi del presente Titolo, corredata delle evenienze di inottemperanza e di ritardo con indicazione delle relative motivazioni.

Articolo 40

Obblighi informativi propri degli utenti del dispacciamento per il corrispettivo per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione

40.1 Entro il giorno 20 di ciascun mese, ciascun utente del dispacciamento, ad eccezione dell'Acquirente unico, comunica a Terna l'ammontare del corrispettivo di cui all'Articolo 25 applicato a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela nel mese precedente, nonché gli elementi necessari alla sua determinazione.

Articolo 41

Modalità di determinazione dei dati relativi agli obblighi informativi e loro validità temporale

41.1 I dati comunicati ai sensi del comma 37.1, lettere a) e b) e del comma 38.1, lettere a) e b) sono determinati facendo riferimento:

a) per i punti di immissione trattati su base oraria, trattati per fasce e trattati monorari con potenza disponibile sul punto superiore a 16,5 kW, ai dati effettivi di immissione rilevati su base mensile, tenendo altresì conto di quanto previsto all'Articolo 11; in nessun caso tali dati possono essere posti pari a zero in tutte le ore del mese, fatti salvi i periodi di mancata immissione per fuori servizio delle unità di produzione;

b) per i punti di immissione trattati monorari con potenza disponibile sul punto non superiore a 16,5 kW, ai dati effettivi di immissione stimati su base mensile ai sensi del comma 10.3; in nessun caso tali dati possono essere posti pari a zero in tutte le ore del mese, fatti salvi i periodi di mancata immissione per fuori servizio delle unità di produzione;

c) per i punti di prelievo trattati su base oraria, ai dati effettivi di prelievo rilevati su base mensile; i dati sono determinati con ricorso ad un criterio di stima solamente in caso di mancata rilevazione del dato di misura o di incongruenza nei dati rilevati; in nessun caso tali dati possono essere posti pari a zero in tutte le ore del mese, fatti salvi i periodi di mancato prelievo per fuori servizio o inutilizzazione degli impianti.

41.2 I dati comunicati ai sensi del comma 37.3 e 38.3 sono determinati facendo riferimento:

a) per i punti di prelievo trattati per fasce, ai dati effettivi di prelievo bimestrali o mensili, tenendo conto altresì di quanto previsto al comma 28.5; i dati sono determinati con ricorso ad un criterio di stima solamente in caso di mancata rilevazione del dato di misura;

b) per i punti di prelievo trattati monorari, ai dati di prelievo effettivi annuali e, qualora disponibili, a dati di prelievo relativi a periodi inferiori all'anno;

i dati sono determinati con ricorso ad un criterio di stima solamente in caso di mancata rilevazione del dato di misura;

c) per i punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica ma non corrispondenti ad una linea dedicata ad un impianto di illuminazione pubblica con connessioni MT o BT ai sensi del TIT, a dati di prelievo determinati tramite opportuni algoritmi ingegneristici che devono essere comunicati al relativo utente del dispacciamento entro il 28 febbraio dell'anno cui si riferiscono.

41.3 Ai fini delle determinazioni di cui al comma 37.2 lettera a), e di cui al comma 38.2, non si tiene conto dell'energia elettrica riferita ai punti di prelievo per i quali nell'anno corrente sarà attivato il trattamento orario entro il 31 maggio.

Articolo 42
Inottemperanza agli obblighi informativi

42.1 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta i dati di cui al comma 37.1 lettere a), b) e c) e d):

a) al fine dell'aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica per i punti di immissione non corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW, Terna utilizza i dati comunicati il mese precedente; qualora l'impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche il mese precedente, Terna considera il suddetto dato pari a zero;

b) al fine dell'aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica per i punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW e al fine dell'aggregazione delle misure dei prelievi di energia elettrica, al fine della determinazione del profilo convenzionale di prelievo per l'illuminazione pubblica e al fine della determinazione dei CRPU, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa utilizza i dati comunicati il mese precedente; qualora l'impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche il mese precedente, l'impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero.

42.2 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta i dati di cui al comma 37.1 lettere e) e f) al fine della determinazione del prelievo residuo di area e del delta PRA, l'impresa distributrice di riferimento considera pari a zero i dati non pervenuti.

42.3 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta le informazioni di cui ai commi 37.2 e 37.3, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa:

a) ai fini della determinazione dell'energia $E_{F_i}^m$ di cui al comma 19.2, prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria dell'anno precedente dai punti di prelievo trattati monorari, pone a zero:

i) l’energia complessivamente prelevata in ciascuna fascia e in ciascun mese dell’anno precedente, dai punti di prelievo trattati per fasce localizzati nell’ambito territoriale dell’impresa distributrice sottesa inadempiente;

ii) l’energia complessivamente prelevata in ciascun mese dell’anno precedente e in ciascuna fascia dai punti di prelievo non trattati su base oraria per i quali sarà attivato il trattamento orario entro il 31 maggio localizzati nell’ambito territoriale dell’impresa distributrice sottesa inadempiente;

b) ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio per l’illuminazione pubblica, considera, limitatamente ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria localizzati nell’ambito territoriale dell’impresa distributrice sottesa inadempiente, il dato comunicato l’anno precedente; qualora l’impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche nell’anno precedente, l’impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero;

c) ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio *load profiling*, considera, limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nell’ambito territoriale dell’impresa distributrice sottesa inadempiente, il dato comunicato l’anno precedente; qualora l’impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche nell’anno precedente, l’impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero;

d) al fine della determinazione del corrispettivo di conguaglio compensativo di cui al comma 34.2:, considera, limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nell’ambito territoriale dell’impresa distributrice sottesa inadempiente, il dato comunicato l’anno precedente; qualora l’impresa distributrice sottesa fosse stata inadempiente anche nell’anno precedente, l’impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero.

42.4 Qualora un’impresa distributrice di riferimento non trasmetta i dati di cui al comma 38.1 lettera a), b) c) e e), Terna:

a) utilizza i dati relativi alle immissioni e ai prelievi di energia elettrica comunicati il mese precedente;

b) utilizza i dati relativi e al prelievo residuo di area riferiti al medesimo mese dell’anno precedente;

c) per l’attribuzione del prelievo residuo di area, limitatamente all’area di riferimento dell’impresa distributrice inadempiente e agli utenti del dispacciamento risultano aver concluso un contratto di dispacciamento nella medesima area ai sensi della comunicazione di cui al comma 4.6 della deliberazione n. 111/06, utilizza i CRPU comunicati il mese precedente; qualora necessario Terna aggiorna il CRPU dell’Acquirente Unico ai sensi del comma 17.3;

d) per la determinazione del profilo convenzionale di prelievo per l’illuminazione pubblica utilizza l’energie orarie convenzionali comunicate il mese precedente.

42.5 Qualora un'impresa distributrice di riferimento non trasmetta i dati di cui al comma 38.1 lettera d), le imprese distributrici di riferimento a cui la suddetta impresa risulta interconnessa utilizzano per l'energia immessa e prelevata nei punti di interconnessione il profilo orario comunicato nel medesimo mese dell'anno precedente.

42.6 Qualora un'impresa distributrice di riferimento non renda disponibile i dati di cui al comma 38.2, ai fini del calcolo dei CRPP le imprese distributrici sottese utilizzano i dati comunicati l'anno precedente.

42.7 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta i dati di cui al comma 37.4 ai fini della verifica della condizione di cui al comma 33.1, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa considera, limitatamente ai punti di prelievo trattati monorari localizzati nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice sottesa inadempiente, il dato comunicato l'anno precedente. Qualora l'impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche nell'anno precedente, l'impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero.

42.8 Le imprese distributrici di riferimento segnalano all'Autorità qualsiasi inadempienza agli obblighi informativi di cui all'Articolo 37 da parte delle imprese distributrici ad esse sottese; le imprese distributrici sottese segnalano all'Autorità qualsiasi inadempienza agli obblighi informativi cui sono destinatarie ai sensi dell'Articolo 38, da parte delle imprese distributrici di riferimento.

42.9 Le imprese distributrici inadempienti agli obblighi informativi di cui al presente Titolo rispondono in solido verso Terna delle obbligazioni sorte in conseguenza nell'erogazione del servizio di dispacciamento.

Articolo 43

Rettifica dei dati comunicati in adempimento agli obblighi informativi

43.1 I dati comunicati dalle imprese distributrici sottese ai sensi dell'Articolo 37 e i dati comunicati dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi dell'Articolo 38, acquisiscono carattere definitivo:

a) il giorno 15 del mese successivo a quello cui tali dati si riferiscono per le comunicazioni ai fini dell'aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica relative ai punti di immissione non corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW;

b) il giorno 20 del mese successivo a quello cui tali dati si riferiscono per le comunicazioni ai fini dell'aggregazione delle misure delle immissioni relative ai punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW, ai fini dell'aggregazione delle misure dei prelievi di energia elettrica e ai fini della determinazione convenzionale dell'energia prelevata e del prelievo residuo di area;

c) il sest'ultimo giorno lavorativo del mese precedente a quello cui si riferiscono per le comunicazioni ai fini della determinazione del CRPU e dell'energie oraria convenzionale di competenza di ciascun utente del dispacciamento;

d) il 20 maggio dell'anno successivo a quello cui tali dati si riferiscono per le comunicazioni ai fini delle determinazione delle partite relative ai conguagli annuali;

e) il10 agosto dell'anno in cui sono stati comunicati per le comunicazioni ai fini della verifica della condizione di cui al comma 33.1.

43.2 Decorso il termine di cui al comma 43.1 lettera a), i dati di misura comunicati ai fini dell'aggregazione delle misure delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica e ai fini della determinazione convenzionale dell'energia prelevata e del prelievo residuo di area acquisiscono carattere definitivo e non possono più essere modificati ai fini del *settlement* mensile. Tutte le rettifiche ai predetti dati pervenute successivamente a tale data sono pertanto considerate rettifiche di *settlement* o rettifiche tardive ai sensi dell'Articolo 51.

43.3 Decorso il termine di cui al comma 43.1 lettera b), i CRPU e le energie orarie convenzionali attribuite a ciascun utente del dispacciamento acquisiscono carattere definitivo e non possono essere ulteriormente modificate, fatto salvo quanto previsto ai commi 43.4 e 43.5.

43.4 Qualora in un'area di riferimento, in un mese e in una fascia oraria, un CRPU non nullo sia attribuito ad un utente del dispacciamento nel cui contratto di dispacciamento non sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria, l'impresa distributrice di riferimento della medesima area può rettificare il valore del CRPU suddetto anche successivamente il termine di cui al comma 43.1 lettera b), purchè ciò avvenga entro il giorno 20 del mese successivo a quello cui il predetto CRPU si riferisce. In tale caso Terna:

a) attribuisce nel medesimo mese e nella medesima fascia oraria al predetto utente del dispacciamento una quota del prelievo residuo di area pari a zero;

b) aggiorna il CRPU dell'Acquirente Unico relativo al medesimo mese e alla medesima fascia oraria ai sensi del comma 17.3;

c) attribuisce nel medesimo mese e nella medesima fascia oraria all'Acquirente Unico una quota del prelievo residuo di area pari a zero determinata sulla base del CRPU aggiornato ai sensi della precedente lettera b).

Qualora la rettifica pervenisse successivamente al giorno 20 del mese successivo a quello cui il predetto CRPU si riferisce, tale comunicazione non viene utilizzata ai fini del *settlement* mensile.

43.5 Qualora in una fascia geografica e in un mese, un'energia oraria convenzionale non nulla sia attribuita ad un utente del dispacciamento nel cui contratto di dispacciamento non sono inclusi punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria, l'impresa distributrice di riferimento della medesima area può rettificare il valore dell'energia oraria convenzionale suddetta anche successivamente il termine di cui al comma 43.1 lettera b), purchè ciò avvenga entro il giorno 20 del mese successivo a quello cui

la predetta energia oraria convenzionale si riferisce. In tale caso la medesima impresa distributrice è autorizzata a considerare pari a zero l'energia prelevata dal predetto utente del dispacciamento in ciascuna ora con riferimento ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria. Qualora la rettifica pervenisse successivamente al giorno 20 del mese successivo a quello cui la predetta energia oraria si riferisce, tale comunicazione non viene utilizzata ai fini del *settlement* mensile.

43.6 Decorso il termine di cui al comma 43.1 lettera c), tutte le rettifiche ai dati di misura comunicati ai fini delle determinazione delle partite relative ai conguagli annuali sono gestite come rettifiche tardive ai sensi del comma 51.3.

43.7 Decorso il termine di cui al comma 43.1 lettera d), le verifiche effettuate da Terna sulla base dei dati pervenuti dalle imprese distributrici di riferimento acquisiscono carattere definitivo e non possono più essere modificate sino all'anno successivo.

TITOLO VI
REGOLAZIONE INCENTIVANTE DELL'AGGREGAZIONE DELLE MISURE

Articolo 44
Ambito di applicazione

44.1 Le disposizioni di cui al presente Titolo definiscono:

a) i parametri operativi alla base dell'incentivazione dell'aggregazione delle misure delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica;

b) le modalità di erogazione dei premi e delle penalità connesse all'incentivazione di cui alla precedente lettera a).

Articolo 45
Parametri operativi per l'aggregazione delle misure

45.1 I parametri operativi per l'aggregazione delle misure da parte di Terna e delle imprese distributrici saranno definiti dall'Autorità con successivo provvedimento.

Articolo 46
Premi e penalità per l'aggregazione delle misure

46.1 I premi e le penalità per l'aggregazione delle misure in funzione dei parametri operativi di cui al comma 45.1 saranno definiti dall'Autorità con successivo provvedimento.

Articolo 47

Indennizzi automatici per gli utenti del dispacciamento

47.1 Gli indennizzi automatici per gli utenti del dispacciamento in funzione dell'ottemperanza agli obblighi informativi in capo alle imprese distributrici ai sensi dell'Articolo 36 saranno definiti dall'Autorità con successivo provvedimento.

Articolo 48

Modalità di erogazione dei premi, delle penalità e degli indennizzi automatici

48.1 Le modalità per l'erogazione dei premi e delle penalità di cui al comma 46.1 e degli indennizzi automatici di cui al comma 47.1 saranno definite dall'Autorità con successivo provvedimento.

Articolo 49

Obblighi informativi

49.1 Gli obblighi informativi posti in carico alle imprese distributrici e a Terna per la regolazione incentivante dell'aggregazione delle misure saranno definiti dall'Autorità con successivo provvedimento.

TITOLO VII
TRATTAMENTO DELL RETTIFICHE AI DATI DI MISURA E DETERMINAZIONE DELLE RELATIVE PARTITE ECONOMICHE

Articolo 50

Ambito di applicazione

50.1 Le disposizioni di cui al presente Titolo disciplinano le modalità di determinazione delle partite economiche di conguaglio insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura.

Articolo 51

Rettifiche ai dati di misura

51.1 Le rettifiche ai dati di misura si dividono in rettifiche di *settlement* e in rettifiche tardive.

51.2 Le rettifiche di *settlement* sono le rettifiche ai dati rilevanti per il *settlement* mensile comunicate a Terna entro il 20 maggio dell'anno successivo a quello di competenza, ma successivamente al:

a) giorno 15 del mese successivo a quello di competenza per i dati relativi ai punti di immissione non corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW;

b) giorno 20 del mese successivo a quello di competenza per i dati relativi al prelievo residuo di area, ai punti di prelievo trattati su base oraria e ai punti di immissione corrispondenti ad unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW.

51.3 Le rettifiche tardive sono:

a) le rettifiche ai dati rilevanti per il *settlement* mensile comunicate a Terna successivamente al 20 maggio dell'anno successivo a quello di competenza;

b) le rettifiche ai dati rilevanti per i conguagli annuali di cui al Titolo IV del presente provvedimento, comunicate a Terna successivamente al 20 maggio dell'anno successivo a quello di competenza.

Articolo 52

Criteri generali per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura

52.1 A seguito di rettifiche di *settlement* ai dati di misura, ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti dalle stesse Terna:

a) aggiorna le energie immesse e prelevate in ciascun periodo rilevante e in ciascun punto di dispacciamento e ridetermina i relativi sbilanciamenti effettivi;

b) applica:

i) agli sbilanciamenti effettivi relativi a ciascun punto di dispacciamento e a ciascun periodo rilevante, come rideterminati ai sensi della precedente lettera a), i prezzi di sbilanciamento di cui al comma 23.1, lettera b), applicati per il *settlement* mensile del medesimo periodo rilevante;

ii) all'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento in ciascun mese come aggiornata ai sensi della precedente lettera a), i corrispettivi unitari di dispacciamento in base all'energia prelevata di cui all'Articolo 24, applicati per il *settlement* mensile del medesimo mese;

c) considera a titolo di acconto quanto già versato o ricevuto da ciascun utente del dispacciamento a titolo di corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di corrispettivi di dispacciamento in base all'energia prelevata.

52.2 A seguito di rettifiche tardive ai dati di misura, ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti dalle stesse, in aggiunta alle disposizioni di cui al comma 52.1, Terna:

a) aggiorna le energie complessivamente prelevate da ciascun utente del dispacciamento con riferimento:

i) ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica;

ii) ai punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica;

iii) ai punti di prelievo domestici e non domestici trattati monorari;

b) applica:
   i) all'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento in ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, come aggiornata ai sensi della precedente lettera a), i prezzi medi dell'energia prelevata di cui al comma 29.2 applicati per la determinazione delle partite economiche di conguaglio *load profiling* relative alla medesima area, al medesimo mese e alla medesima fascia;
   ii) all'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento in ciascun anno solare e in ciascuna fascia geografica con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, come aggiornata ai sensi della precedente lettera a), i prezzi medi dell'energia elettrica prelevata per l'illuminazione pubblica di cui al comma 32.2 applicati per la determinazione delle partite economiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica relativa alla medesima fascia geografica;
   iii) all'energia complessivamente prelevata in ciascun anno solare e in ciascuna area di riferimento da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo domestici e non domestici trattati monorari, come aggiornata ai sensi della precedente lettera a), i corrispettivi unitari di cui al comma 34.2, lettera c);
c) considera a titolo di acconto quanto già versato o ricevuto da ciascun utente del dispacciamento a titolo di conguaglio *load profiling*, di conguaglio per l'illuminazione pubblica e di conguaglio compensativo.

Articolo 53

Rettifiche ai dati rilevanti per il corrispettivo per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione

53.1 A seguito di rettifiche ai dati rilevanti per il corrispettivo per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione, Terna procede al conguaglio del corrispettivo per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione di competenza di ciascun utente del dispacciamento, applicando i medesimi corrispettivi unitari di cui all'Articolo 25 in vigore nel periodo cui il dato di energia elettrica rettificato si riferisce e considerando a titolo di acconto quanto già versato dal medesimo utente del dispacciamento con riferimento al medesimo corrispettivo.

Sezione 1
PARTITE ECONOMICHE INSORGENTI DA RETTIFICHE DI SETTLEMENT

Articolo 54
Partite economiche insorgenti da rettifiche di settlement

54.1 Le partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* sono liquidate nelle sessioni di conguaglio di cui all'Articolo 55 e sono determinate:

a) ai sensi dell'Articolo 56 per le rettifiche di *settlement* ai dati di misura dei punti di immissione;

b) ai sensi dell'Articolo 57 per le rettifiche di *settlement* ai dati di misura dei punti di prelievo trattati su base oraria;

c) ai sensi dell'Articolo 58 per le rettifiche di *settlement* al prelievo residuo di area.

Articolo 55
Sessioni di conguaglio per le rettifiche di settlement

55.1 Per ciascun anno solare Terna determina le partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement*:

a) nella sessione di conguaglio SEM1 per quanto riguarda le rettifiche di *settlement* relative al primo semestre del medesimo anno comunicate entro il 20 novembre del medesimo anno, ad eccezione delle rettifiche relative al prelievo residuo di area e delle rettifiche relative ai punti di prelievo trattati su base oraria inclusi nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico;

b) nella sessione di conguaglio SEM2, per quanto riguarda le rettifiche di *settlement* relative al medesimo anno, diverse da quelle di cui alla precedente lettera a).

55.2 Terna subordina la liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* determinate nella sessione SEM2 di competenza di ciascun utente del dispacciamento in prelievo diverso dall'Acquirente Unico e relative a ciascun mese dell'anno precedente e a ciascuna area di riferimento alla verifica che, limitatamente ai punti di prelievo trattati su base oraria inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente localizzati nella medesima area e a tutti i periodi rilevanti di competenza del medesimo mese, il valore assoluto della differenza fra l'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento in ciascuna area di riferimento, come aggiornata a seguito di rettifiche di *settlement*, ivi incluse le rettifiche trattate nella sessione SEM1, e l'energia elettrica assoggettata al trasporto sia minore dello 0,5% della maggiore delle due.

Articolo 56

Rettifiche di settlement ai dati di misura dei punti di immissione

56.1 Le rettifiche di *settlement* ai dati di misura dei punti di immissione generano partite economiche di competenza degli utenti del dispacciamento in immissione.

56.2 A seguito di rettifiche di *settlement* ai dati di misura dei punti di immissione, Terna:

a) aggiorna l'energia immessa in ciascun periodo rilevante in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e ridetermina gli sbilanciamenti effettivi dei medesimi punti;

b) procede al conguaglio dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo relativo a ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione sulla base dei criteri generali di cui al comma 52.1, lettera b, punto i).

56.3 Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano anche alle rettifiche ai dati di misura dei punti di immissione associate all'acquisizione dei dati effettivi di misura per i punti di immissione per cui ai fini dell'aggregazione delle misure sono stati utilizzati dati di stima ai sensi del comma 10.3 e dell'Articolo 11.

Articolo 57

Rettifiche di settlement ai dati di misura dei punti di prelievo trattati su base oraria

57.1 Le rettifiche di *settlement* ai dati di misura dei punti di prelievo trattati su base oraria generano partite economiche di competenza degli utenti del dispacciamento in prelievo, ivi incluso l'Acquirente Unico.

57.2 A seguito di rettifiche di *settlement* ai dati di misura dei punti di prelievo trattati su base oraria, Terna:

a) aggiorna l'energia prelevata in ciascun periodo rilevante in ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo e ridetermina gli sbilanciamenti effettivi dei medesimi punti;

b) procede al conguaglio dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo relativo a ciascun punto di dispacciamento sulla base dei criteri generali di cui al comma 52.1, lettera b, punto i);

c) procede al conguaglio dei corrispettivi di dispacciamento in base all'energia prelevata sulla base dei criteri generali di cui al comma 52.1, lettera b), punto ii).

Articolo 58

Rettifiche di settlement al prelievo residuo di area

58.1 Le rettifiche di *settlement* al prelievo residuo di area generano partite economiche di competenza dell'Acquirente Unico.

58.2 A seguito di rettifiche di *settlement* al prelievo residuo di area, Terna:

a) aggiorna il prelievo residuo di area relativo a ciascuna area di riferimento e a ciascuna ora;

b) non aggiorna la quota del prelievo residuo di area attribuita agli utenti del dispacciamento ai sensi del Titolo IIISezione 2 del presente provvedimento;

c) calcola il prezzo medio dell'energia prelevata di cui al comma 29.2 relativo a ciascuna area di riferimento, a ciascun mese e a ciascuna fascia oraria, utilizzando il prelievo residuo di area già utilizzato per il *settlement* mensile;

d) attribuisce all'Acquirente Unico la partita fisica insorgente dalle rettifiche di al prelievo residuo di area di cui al comma 58.3 relativa a ciascuna area di riferimento, a ciascun mese e a ciascuna fascia oraria, valorizzandola al prezzo medio dell'energia prelevata di cui alla precedente lettera c), relativo alla medesima area, al medesimo mese e alla medesima fascia oraria.

58.3 A seguito di rettifiche di *settlement*, in ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria la partita fisica insorgente dalle rettifiche al prelievo residuo di area è pari alla differenza fra:

a) la somma dei prelievi residui di area relativi a ciascuna ora della fascia considerata, come aggiornati ai sensi del comma 58.2, lettera a);

b) la somma dei prelievi residui di area relativi a ciascuna ora della fascia considerata come determinati nel *settlement* mensile.

58.4 Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano anche alle rettifiche al prelievo residuo di area dovute all'acquisizione dei dati effettivi di misura per i punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria.

Articolo 59

Liquidazione delle partite economiche

59.1 Entro il 31 dicembre di ciascun anno ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico regola con Terna le partite di conguaglio insorgenti da rettifiche di *settlement* di propria competenza determinate nella sessione SEM1 relativa al medesimo anno solare.

59.2 Entro il 31 luglio di ciascun anno ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico regola con Terna le partite di conguaglio insorgenti da rettifiche di *settlement* di propria competenza determinate nella sessione SEM2 relativa all'anno solare precedente.

59.3 Entro il 31 luglio di ciascun anno, l'Acquirente Unico regola con Terna le partite di conguaglio insorgenti da rettifiche di *settlement* di propria competenza determinate nella sessione SEM2 relativa all'anno solare precedente, ivi inclusa la partita di conguaglio insorgente da rettifiche al prelievo residuo di area.

Sezione 2
PARTITE ECONOMICHE INSORGENTI DA RETTIFICHE TARDIVE

Articolo 60
Partite economiche insorgenti da rettifiche tardive

60.1 Le partite economiche insorgenti da rettifiche tardive sono liquidate nella sessione di conguaglio tardivo di cui all'Articolo 61 e sono determinate:

a) ai sensi dell'Articolo 62 per le rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di immissione e dei punti di prelievo trattati su base oraria;

b) ai sensi dell'Articolo 63 per le rettifiche tardive al prelievo residuo di area;

c) ai sensi dell'Articolo 64 per le rettifiche tardive all'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica;

d) ai sensi dell'Articolo 65 per le rettifiche tardive all'energia prelevata dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria;

e) ai sensi dell'Articolo 66 per le rettifiche tardive all'energia prelevata dai punti di prelievo trattati monorari.

Articolo 61
Sessioni di conguaglio per le rettifiche tardive

61.1 Per ciascun anno solare, Terna effettua un'unica sessione di conguaglio per le rettifiche tardive, nella quale sono determinate le partite economiche insorgenti da rettifiche tardive comunicate entro il 20 maggio del medesimo anno relative:

a) ai dati rilevanti per il *settlement* mensile del secondo, terzo e quarto anno precedente e del secondo e terzo quadrimestre del quinto anno precedente;

b) ai dati rilevanti per il *settlement* mensile del primo quadrimestre del quinto anno precedente e del secondo e terzo quadrimestre del sesto anno precedente, purché la loro presenza sia stata segnalata entro 5 anni dal periodo di competenza;

c) ai dati rilevanti per i conguagli annuali del secondo, terzo, quarto, quinto e sesto anno precedente.

Articolo 62
Rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di immissione e dei punti di prelievo trattati su base oraria

62.1 Le rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di immissione e dei punti di prelievo trattati su base oraria sono trattate in modo analogo a quanto previsto all'Articolo 56 e all'Articolo 57 per le rettifiche di *settlement* ai medesimi dati.

Articolo 63

Rettifiche tardive al prelievo residuo di area

63.1 Le rettifiche tardive al prelievo residuo di area sono trattate in modo analogo a quanto previsto all'Articolo 58 per le rettifiche di *settlement*, fatto salvo quanto previsto al comma 63.2.

63.2 A seguito di rettifiche tardive al prelievo residuo di area, in ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria la partita fisica insorgente dalle rettifiche al prelievo residuo di area è pari alla differenza fra:

a) la somma dei prelievi residui di area relativi a ciascuna ora della fascia considerata, come aggiornati a seguito delle predette rettifiche;

b) la somma dei prelievi residui di area relativi a ciascuna ora della fascia considerata come determinati:

i) nella sessione SEM2 per le rettifiche tardive relative al secondo anno precedente a quello in cui la partita fisica è calcolata;

ii) nella sessione di conguaglio tardivo espletata l'anno precedente, per le rettifiche tardive diverse da quelle di cui al precedente punto i).

Articolo 64

Rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica

64.1 Le rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica generano partite economiche di competenza degli utenti del dispacciamento in prelievo, ivi incluso l'Acquirente Unico.

64.2 A seguito di rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, Terna:

a) aggiorna l'energia prelevata in ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente;

b) determina la partita fisica di conguaglio *load profiling* tardivo di cui al comma 64.3 o al comma 64.4 di competenza di ciascun utente del dispacciamento in ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria, valorizzandola secondo i criteri di cui al comma 52.2, lettera b), punto i).

64.3 In ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria, la partita fisica di conguaglio *load profiling* tardivo di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico nel cui contratto sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria, è pari alla differenza fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nella medesima area, nel medesimo mese e nella medesima fascia oraria con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, come aggiornata ai sensi del comma 64.2, lettera a);

b) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nella medesima area, nel medesimo mese e nella medesima fascia oraria con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, come determinata:

   i) nella sessione SEM2 per le rettifiche tardive relative al secondo anno precedente a quello in cui la partita fisica è calcolata;

   ii) nella sessione di conguaglio tardivo espletata l'anno precedente, per le rettifiche tardive diverse da quelle di cui al precedente punto i).

64.4 In ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria, la partita fisica di conguaglio *load profiling* tardivo dell'Acquirente Unico è pari alla somma, cambiata di segno, delle partite fisiche di conguaglio *load profiling* tardivo relative alla medesimo mese e alla medesima fascia oraria di competenza degli altri utenti del dispacciamento nei cui contratti di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica localizzati nell'area considerata.

Articolo 65

Rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica

65.1 Le rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica generano partite economiche di competenza degli utenti del dispacciamento in prelievo, ivi incluso l'Acquirente Unico.

65.2 A seguito di rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, Terna:

a) aggiorna l'energia prelevata in ciascun anno e in ciascuna fascia geografica da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente;

b) determina la partita fisica di conguaglio per l'illuminazione pubblica tardivo di cui al comma 65.3 di competenza di ciascun utente del dispacciamento in ciascun anno e in ciascuna fascia geografica, valorizzandola secondo i criteri di cui al comma 52.2, lettera b), punto ii).

65.3 In ciascuna fascia geografica, la partita fisica di conguaglio per l'illuminazione pubblica tardivo di ciascun utente del dispacciamento in ciascun anno solare è pari alla differenza fra:

a) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nella medesima fascia geografica, con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, come aggiornata ai sensi del comma 65.2, lettera a);

b) l'energia complessivamente prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nella medesima fascia geografica, con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, come determinata:

   i) nella sessione SEM2 per le rettifiche tardive relative al secondo anno precedente a quello in cui la partita fisica è calcolata;

   ii) nella sessione di conguaglio tardivo espletata l'anno precedente, per le rettifiche tardive diverse da quelle di cui al precedente punto i).

Articolo 66

Rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo trattati monorari

66.1 Oltre a contribuire alla determinazione delle partite economiche di cui all'Articolo 64, le rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo trattati monorari generano ulteriori partite economiche di competenza degli utenti del dispacciamento in prelievo, ivi incluso l'Acquirente Unico.

66.2 A seguito di rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di prelievo trattati monorari, Terna:

a) aggiorna l'energia prelevata in ciascun anno e in ciascuna area di riferimento da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico con riferimento ai punti di prelievo trattati monorari inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente;

b) procede al conguaglio del corrispettivo di conguaglio compensativo di competenza di ciascun utente del dispacciamento in ciascun anno e in ciascuna area di riferimento secondo i criteri di cui al comma 52.2, lettera b), punto iii), considerando a titolo di acconto quanto già versato o ricevuto dal medesimo utente del dispacciamento con riferimento al medesimo corrispettivo e a ciascun anno.

Articolo 67

Liquidazione delle partite economiche

67.1 Entro il 31 luglio di ciascun anno ciascun utente del dispacciamento regola con Terna le partite di conguaglio insorgenti da rettifiche di tardive di propria competenza relative al secondo, terzo, quarto, quinto e sesto anno precedente, determinate nella sessione di conguaglio tardivo espletata nel medesimo anno.

67.2 Nel caso in cui il saldo delle partite economiche di conguaglio tardivo di competenza di un utente del dispacciamento con riferimento ad un determinato anno risulti negativo, l'utente del dispacciamento interessato paga un corrispettivo pari al prodotto tra detto saldo e un coefficiente determinato dalla formula seguente:

$$k_1 = (0{,}95)^{\frac{n}{12}}$$

dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e il 31 luglio dell'anno successivo a quello cui le partite di conguaglio tardivo si riferiscono.

67.3 Nel caso in cui il saldo delle partite economiche di conguaglio tardivo di competenza di un utente del dispacciamento con riferimento ad un determinato anno risulti positivo, l'utente del dispacciamento interessato riceve un corrispettivo pari al prodotto tra detto saldo e un coefficiente posto pari alla formula seguente:

$$k_2 = 1 + 0{,}03 \times \frac{n}{12}$$

dove n è è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e il 31 luglio dell'anno successivo a quello cui le partite di conguaglio tardivo si riferiscono.

Sezione 3
OBBLIGHI INFORMATIVI CONNESSI ALLA DETERMINAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE INSORGENTI DALLE RETTIFICHE

Articolo 68
Obblighi informativi comuni alle imprese distributrici

68.1 Entro il 20 novembre di ciascun anno, con riferimento al primo semestre del medesimo anno, ciascuna impresa distributrice comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico i dati di misura dei prelievi di energia elettrica relativi a punti di prelievo trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente, qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*.

68.2 Entro il 20 maggio di ciascun anno, ciascuna impresa distributrice comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico:

a) con riferimento all'anno precedente, i dati di misura dei prelievi di energia elettrica relativi a punti di prelievo trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente, qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*;

b) con riferimento al sesto, quinto, quarto, terzo e secondo anno precedente, i dati di misura dei prelievi di energia elettrica relativi a punti di prelievo trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente, qualora aggiornati a seguito di rettifiche tardive.

Articolo 69

Obblighi informativi propri delle imprese distributrici sottese

69.1 Entro il 15 novembre di ciascun anno, ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* relative al primo semestre del medesimo anno, ciascuna impresa distributrice sottesa:

a) determina e comunica a Terna i dati di cui al comma 37.1, lettera a), punto i) relativi al primo semestre del corrente anno qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*;

b) determina e comunica alle propria impresa distributrice di riferimento i dati di cui al comma 37.1, lettera a), punto ii), lettera b) e lettera e) relativi al primo semestre del corrente anno qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*.

69.2 Entro il 10 maggio di ciascun anno, ciascuna impresa distributrice sottesa:

a) ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement*:

i) determina e comunica a Terna i dati di cui al comma 37.1, lettera a), punto i) relativi all'anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*;

ii) determina e comunica alle propria impresa distributrice di riferimento i dati di cui al comma 37.1, lettera a), punto ii), lettera b), lettera c) e lettera e) relativi all'anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*;

b) ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive:

i) determina e comunica a Terna i dati di cui al comma 37.1, lettera a), punto i) relativi al quinto, quarto, terzo e secondo anno precedente e al secondo e terzo quadrimestre del sesto anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche tardive;

ii) determina e comunica alle propria impresa distributrice di riferimento i dati di cui al comma 37.1, lettera a), punto ii), lettera b), lettera c) e lettera e) relativi al quinto, quarto, terzo e secondo anno precedente e al secondo e terzo quadrimestre del sesto anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche tardive;

iii) determina e comunica alla propria impresa distributrice di riferimento limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale, i dati di cui al comma 37.3 relativi al sesto, quinto, quarto, terzo e secondo anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche tardive.

69.3 Entro il 10 maggio di ciascun anno, ai fini della verifica di cui ai commi 27.3 e 55.2 fra energia determinata per il servizio di dispacciamento e energia assoggettata al trasporto, ciascuna impresa distributrice sottesa, limitatamente ai punti di prelievo localizzati nel proprio ambito territoriale, determina e comunica alla propria impresa distributrice di riferimento l'energia assoggettata al trasporto in ciascun mese dell'anno precedente per ciascun utente del trasporto diverso dall'Acquirente Unico, distinta per punti di prelievo trattati su base oraria e punti di prelievo non trattati su base oraria.

69.4 Entro il giorno 15 del sessantunesimo mese successivo a quello di competenza ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive ciascuna impresa distributrice di riferimento:

a) comunica a Terna l'esistenza di ulteriori rettifiche tardive rispetto a quelle precedentemente comunicate ai sensi del comma 69.2, lettera b, punto i);

b) comunica alla propria impresa distributrice di riferimento l'esistenza di ulteriori rettifiche tardive rispetto a quelle precedentemente comunicate ai sensi del comma 69.2, lettera b, punto ii).

69.5 Le imprese distributrici sottese allegano alle informazioni inviate ai sensi del presente articolo una relazione attestante le cause che hanno determinato le rettifiche di *settlement* e le rettifiche tardive ai dati di misura dei punti di immissione e prelievo localizzati nel proprio ambito territoriale.

Articolo 70
Obblighi informativi propri delle imprese distributrici di riferimento

70.1 In ciascun anno, ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement*, ciascuna impresa distributrice di riferimento:

a) entro il 18 novembre, determina e comunica alle altre imprese distributrici di riferimento alle quali risulta essere interconnessa i dati di cui al comma 38.1, lettera d) relativi al primo semestre del corrente anno qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*;

b) entro il 20 novembre, determina e comunica a Terna i dati di cui al comma 38.1, lettera a), lettera b) e lettera e), punto i) relativi al primo semestre del corrente anno qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*;

c) entro il 18 maggio, determina e comunica alle altre imprese distributrici di riferimento alle quali risulta essere interconnessa i dati di cui al comma 38.1, lettera d) relativi all'anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*;

d) entro il 20 maggio, determina e comunica a Terna i dati di cui al comma 38.1, lettera a), lettera b) e lettera e), punto i) relativi all'anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*.

70.2 In ciascun anno, ciascuna impresa distributrice di riferimento, ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive:

a) entro il 18 maggio, determina e comunica alle altre imprese distributrici di riferimento alle quali risulta essere interconnessa i dati di cui al comma 38.1, lettera d) relativi al sesto, quinto, quarto, terzo e secondo anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche tardive;

b) entro il 20 maggio determina e comunica a Terna:

i) i dati di cui al comma 38.1, lettera a), lettera b) e lettera e), punto i) relativi al sesto, quinto, quarto, terzo e secondo anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche tardive;

ii) limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento, i dati di cui al comma 38.3 relativi al sesto, quinto, quarto, terzo e secondo anno precedente qualora aggiornati a seguito di rettifiche tardive.

70.3 Entro il 20 maggio di ciascun anno, ai fini della verifica fra energia determinata per il servizio di dispacciamento e energia assoggettata al trasporto di cui ai commi 27.3 e 55.2, ciascuna impresa distributrice di riferimento, limitatamente ai punti di prelievo localizzati nella propria area di riferimento, determina e comunica a Terna l'energia assoggettata al trasporto in ciascun mese nell'anno precedente per ciascun utente del trasporto diverso dall'Acquirente Unico, distinta per punti di prelievo trattati su base oraria e punti di prelievo non trattati su base oraria.

70.4 Entro il giorno 20 del sessantunesimo mese successivo a quello di competenza ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive ciascuna impresa distributrice sottesa:

a) comunica alle altre imprese distributrici di riferimento alle quali risulta essere interconnessa l'esistenza di ulteriori rettifiche tardive rispetto a quelle precedentemente comunicate ai sensi del comma 70.2, lettera a);

b) comunica a Terna l'esistenza di ulteriori rettifiche tardive rispetto a quelle precedentemente comunicate ai sensi del comma 70.2, lettera b).

70.5 Le imprese distributrici di riferimento allegano alle informazioni inviate ai sensi del presente articolo una relazione attestante le cause che hanno determinato le rettifiche di *settlement* e le rettifiche tardive ai dati di misura relative ai punti di immissione e prelievo localizzati nella propria area di riferimento, specificando altresì l'impresa distributrice interessata da ciascuna rettifica.

Articolo 71
Obblighi informativi propri di Terna

71.1 Entro il 15 dicembre di ciascun anno Terna:

a) determina e comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico le partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* di sua competenza relative al primo semestre dell'anno in corso;

b) ripubblica il prelievo residuo di area relativo a ciascuna area di riferimento e a ciascuna ora del primo semestre dell'anno in corso, qualora aggiornato a seguito di rettifiche di *settlement*.

71.2 Entro il 15 luglio di ciascun anno Terna:

a) determina e comunica a ciascun utente del dispacciamento le partite economiche di conguaglio di *settlement* di sua competenza nell'anno precedente;

b) ripubblica il prelievo residuo di area relativo a ciascuna area di riferimento e a ciascuna ora dell'anno precedente, qualora aggiornato a seguito di rettifiche di *settlement*;

c) determina e comunica a ciascun utente del dispacciamento le partite economiche di conguaglio tardivo di sua competenza nell'anno precedente;

d) ripubblica il prelievo residuo di area relativo a ciascuna area di riferimento e a ciascuna ora del secondo, terzo, quarto, quinto e sesto anno precedente, qualora aggiornato a seguito di rettifiche tardive;

e) invia alla Direzione Mercati dell'Autorità un relazione sull'entità delle rettifiche tardive relative al quinto e sesto anno precedente, includendo anche le rettifiche tardive riferite ai medesimi anni e comunicate dalle imprese distributrici negli anni precedenti quello cui la relazione viene redatta;

f) ai fini della verifica di cui ai commi 27.3e 55.2 fra energia determinata per il servizio di dispacciamento e energia assoggettata al trasporto:

   i) comunica a ciascun utente del dispacciamento per cui la predetta verifica ha avuto esito negativo la sospensione del pagamento delle partite economiche di conguaglio di *settlement* e delle partite economiche di conguaglio *load profiling*;

   ii) segnala a ciascuna impresa distributrice di riferimento nella cui area la predetta verifica non ha avuto esito positivo, l'incongruenza fra i dati di trasporto e i dati del dispacciamento, avviando con la medesima impresa un processo di riconciliazione di tali dati anche con il coinvolgimento delle imprese distributrici sottese alla medesima;

   iii) segnala alla Direzione Mercati dell'Autorità le imprese distributrici di riferimento e gli utenti del dispacciamento per cui la predetta verifica non ha avuto esito positivo, unitamente all'ammontare delle partite economiche che risultano sospese.

71.3 Terna riporta nella relazione trasmessa mensilmente all'Autorità ai sensi del comma 39.4, l'elenco delle rettifiche di *settlement* e delle rettifiche tardive comunicate dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi dell'Articolo 70, con indicazione, per ciascuna rettifica, dell'impresa distributrice interessata, dell'utente del dispacciamento cui la rettifica si riferisce e delle cause determinanti tale rettifica.

Articolo 72

Obblighi informativi a carico degli utenti del dispacciamento

72.1 Entro il 20 giugno di ciascun anno, ciascun utente del dispacciamento, ad eccezione dell'Acquirente Unico, comunica a Terna gli elementi rilevanti per la determinazione del corrispettivo di cui all'Articolo 25 applicato nell'anno precedente a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*.

72.2 Entro il 20 giugno di ciascun anno, ciascun utente del dispacciamento, ad eccezione dell'Acquirente Unico, comunica a Terna gli elementi rilevanti per la determinazione del corrispettivo di cui all'Articolo 25 applicato nel secondo, terzo, quarto, quinto e sesto anno precedente a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, come aggiornati a seguito di rettifiche tardive.

Articolo 73

Modalità di determinazione dei dati relativi agli obblighi informativi

73.1 I dati comunicati dalle imprese distributrici ai sensi dei commi 69.1, 69.2, 70.1 e 70.2 sono determinati facendo riferimento:

a) per i punti di immissione ai dati effettivi di immissione; in mancanza di un aggiornamento relativo a tali dati o in assenza degli stessi non è permesso comunicare alcuna rettifica;

b) per i punti di prelievo ai dati effettivi di prelievo; in mancanza di un aggiornamento relativo a tali dati o in assenza degli stessi non è permesso comunicare alcuna rettifica.

73.2 Qualora i dati rilevanti per il *settlement* mensile o per i conguagli annuali siano stati determinati sulla base di criteri di stima o tramite opportuni algoritmi ingegneristici, come riportato all'Articolo 41, eventuali rettifiche a tali dati sono possibili solamente in presenza di dati effettivi di misura. In nessun altro caso è permesso alle imprese distributrici di procedere a rettifiche di *settlement* o tardive ai suddetti dati.

73.3 Nell'aggiornare i dati di cui al comma 37.1, lettera b), e di cui al comma 38.1, lettera b) a seguito di rettifiche di *settlement* o di rettifiche tardive, le imprese distributrici considerano, limitatamente ai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria, il profilo orario convenzionale di prelievo per l'illuminazione pubblica di cui all'Articolo 13.

73.4 L'energia assoggettata al trasporto, inviata ai sensi del comma 69.3 e del comma 70.3:

a) è aumentata del fattore per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione di cui al comma 76.1;

b) include i prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, di cui al comma 16.4 del TIT.

Articolo 74
Inottemperanza agli obblighi informativi

74.1 Qualora un'impresa distributrice sottesa non ottemperi agli obblighi informativi di cui ai commi 69.1 e 69.2, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa considera, limitatamente ai punti di immissione e prelievo localizzati nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice sottesa inadempiente, nulle le rettifiche ai dati di misura apportate dalla suddetta impresa distributrice sottesa.

74.2 Qualora un'impresa distributrice sottesa non ottemperi agli obblighi informativi di cui al comma 69.3, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa, ai fini della verifica fra energia determinata per il servizio di dispacciamento e energia assoggettata al trasporto di cui ai commi 27.3 e 55.2, considera il dato comunicato l'anno precedente. Qualora l'impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche nell'anno precedente, l'impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero.

74.3 Qualora un'impresa distributrice di riferimento non ottemperi agli obblighi informativi di cui ai commi 70.1 e 70.2, Terna considera, limitatamente ai punti di immissione e prelievo localizzati nell'area di riferimento dell'impresa distributrice inadempiente, nulle le rettifiche ai dati di misura apportate dalla suddetta impresa distributrice.

74.4 Qualora un'impresa distributrice di riferimento non ottemperi agli obblighi informativi di cui al comma 70.3, Terna sospende la verifica fra energia determinata per il servizio di dispacciamento e energia assoggettata al trasporto di cui ai commi 27.3 e 55.2 nell'area di riferimento dell'impresa distributrice inadempiente.

74.5 Le imprese distributrici di riferimento segnalano all'Autorità qualsiasi inadempienza agli obblighi informativi di cui al comma 69.3, da parte delle imprese distributrici ad esse sottese; Terna segnala all'Autorità qualsiasi inadempienza agli obblighi informativi di cui al comma 70.3, da parte delle imprese distributrici di riferimento, evidenziando anche le aree di riferimento in cui la verifica di cui ai commi 27.3e 55.2 fra energia determinata per il servizio di dispacciamento e energia assoggettata al trasporto è sospesa.

Articolo 75

Rettifica dei dati comunicati in adempimento agli obblighi informativi

75.1 I dati comunicati dalle imprese distributrici sottese ai sensi all'Articolo 69 e i dati comunicati dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi all'Articolo 70, acquisiscono carattere definitivo il 20 maggio dell'anno in cui sono comunicate.

75.2 Decorso il termine di cui al comma 75.1, le rettifiche di *settlement* relative all'anno precedente non possono essere ulteriormente modificate. Tutte le rettifiche ai predetti dati pervenute successivamente a tale data sono pertanto considerate rettifiche tardive ai sensi dell'Articolo 51.

75.3 Decorso il termine di cui al comma 75.1, le rettifiche tardive relative al secondo terzo, quarto anno precedente e al secondo e terzo quadrimestre del quinto anno precedente possono essere aggiornate solamente in occasione della sessione di conguaglio per le rettifiche tardive prevista l'anno successivo.

75.4 Decorso il termine di cui al comma 75.1, le rettifiche tardive relative al sesto anno precedente e al primo quadrimestre del quinto anno precedente non possono più essere ulteriormente aggiornate. I dati relativi ai suddetti periodi acquisiscono pertanto carattere definitivo e gli utenti del dispacciamento non possono essere più soggetti ad ulteriori conguagli con riguardo ai periodi suddetti.

TITOLO VIII
DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI

Articolo 76

Disposizioni finali

76.1 Salvo dove diversamente specificato, ai fini delle determinazioni di cui al presente provvedimento:

a) l'energia elettrica immessa in ciascun periodo rilevante nei punti di immissione in bassa tensione ed in media tensione è aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella Tabella 4, colonna A, allegata al presente provvedimento;

b) l'energia elettrica prelevata in ciascun periodo rilevante nei punti di prelievo è aumentata di un fattore per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella Tabella 4, colonna A allegata al presente provvedimento;

c) l'energia elettrica scambiata in ciascun periodo rilevante nei punti di interconnessione tra rete di trasmissione nazionale e reti di distribuzione e tra reti di distribuzione è aumentata di un fattore per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella Tabella 4, colonna B allegata al presente provvedimento.

76.2 Le ore convenzionali di accensione e spegnimento della fascia geografica centrale sono quelle indicate nella tabella 5 allegata al presente provvedimento.

76.3 Gli orari convenzionali di accensione e spegnimento della fascia geografica occidentale sono posticipati di 15 minuti rispetto agli orari di cui al comma 76.2.

76.4 Gli orari convenzionali di accensione e spegnimento della fascia geografica orientale sono anticipati di 15 minuti rispetto agli orari di cui al comma 76.2.

76.5 Entro il 20 ottobre 2009 le imprese distributrici di riferimento comunicano alle imprese distributrici sottese il formato e le modalità di messa a disposizione dei dati per gli obblighi informativi di cui all'Articolo 69.

76.6 Entro il 20 ottobre 2009 Terna comunica alle imprese distributrici di riferimento il formato e le modalità di messa a disposizione dei dati per gli obblighi informativi di cui all'Articolo 70.

Articolo 77
Corrispettivo di gradualità per l'anno 2009

77.1 In ciascun mese, il corrispettivo di gradualità per l'anno 2009 di competenza di ciascun utente del dispacciamento è determinato applicando il corrispettivo unitario di cui alla Tabella 9 del TIV all'energia elettrica prelevata in ciascuna fascia oraria dai punti di prelievo connessi in bassa tensione trattati su base oraria o trattati per fasce diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, corrispondenti ai clienti finali non domestici aventi diritto alla maggior tutela, ad eccezione dei punti di prelievo corrispondenti a clienti finali cui è erogato il servizio di salvaguardia.

77.2 A seguito di rettifiche di *settlement* e a seguito di rettifiche tardive ai dati di misura Terna ridetermina il corrispettivo di gradualità per l'anno 2009 di competenza di ciascun utente del dispacciamento applicando il corrispettivo unitario di cui alla Tabella 9 del TIV in vigore nel periodo cui il dato di energia elettrica rettificato si riferisce, considerando a titolo di acconto quanto già versato dal medesimo utente del dispacciamento con riferimento al medesimo corrispettivo.

77.3 Ai fini della determinazione del corrispettivo di gradualità per l'anno 2009 ciascun utente del dispacciamento, ad eccezione dell'Acquirente unico, comunica a Terna:

a) entro l'ultimo giorno di ciascun mese, limitatamente all' anno 2009:
   i) l'ammontare del corrispettivo di gradualità per l'anno 2009, applicato nel mese precedente a tutti i clienti finali non domestici aventi diritto alla maggior tutela e connessi in bassa tensione trattati orari o per fasce, diversi dai punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, ad eccezione dei punti corrispondenti a clienti finali cui è erogato il servizio di salvaguardia;
   ii) gli elementi necessari alla determinazione di tale corrispettivo;

b) entro il 30 giugno 2010, i dati di cui alla precedente lettera a), qualora aggiornati a seguito di rettifiche di *settlement*;

c) entro il 30 giugno di ciascun anno, dal 2011 fino al 2015, i dati di cui alla precedente lettera a), qualora aggiornati a seguito di rettifiche tardive.

77.4 Ai fini del presente articolo l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo di cui al comma 77.1 non è aumentata del fattore percentuale per tenere conto delle perdite standard di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi cui al comma 76.1.

Articolo 78

Disposizioni transitorie per le partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura relative all'anno 2008

78.1 Le partite di conguaglio *load profiling* e le partite di conguaglio per l'illuminazione pubblica sono determinate da Terna entro il 30 settembre 2009 con liquidazione entro il 15 ottobre 2009.

78.2 Le partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* sono determinate secondo le modalità previste nel presente provvedimento in un'unica sessione entro il 30 settembre 2009 con liquidazione entro il 15 ottobre 2009.

78.3 Ai fini della determinazione delle partite economiche di cui al comma 78.2, sono considerate rettifiche di *settlement* tutte le rettifiche pervenute dalle imprese distributrici entro il 7 agosto 2009.

78.4 Le partite economiche insorgenti da rettifiche tardive sono determinate secondo le modalità previste nel presente provvedimento.

Articolo 79

Disposizioni transitorie per l'anno 2009

79.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2009.

79.2 Terna determina l'energia elettrica immessa per punto di dispacciamento e per periodo rilevante, l'energia elettrica prelevata per punto di dispacciamento e per periodo rilevante di cui all'Articolo 5 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

79.3 L'utente del dispacciamento paga o riceve i corrispettivi di cui ai commi 15.1, 15.2 e 22.2 entro i medesimi termini previsti dalla Disciplina del mercato.

79.4 Terna calcola i corrispettivi proporzionali all'energia prelevata di cui all'Articolo 24 entro il giorno 15 del secondo mese successivo a quello di competenza.

79.5 Terna paga il corrispettivo di aggregazione delle misure di cui al comma 15.3 entro il penultimo giorno del terzo mese successivo a quello di competenza.

79.6 Entro il 10 settembre 2009, ciascuna impresa distributrice determina i CRPP relativi ai mesi compresi fra gennaio e maggio 2010, utilizzando l'energia prelevata nei medesimi mesi dell'anno 2009, determinata sulla base dei dati effettivi di prelievo, laddove disponibili, o sulla base dei criteri di cui al comma 28.3.

79.7 La sessione SEM1 è sospesa. Le partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* sono determinate esclusivamente nella sessione SEM2.

79.8 I criteri di cui ai commi 42.1, lettera a) e 42.4, lettera a) sono sospesi.

Articolo 80

Disposizioni transitorie in merito alla verifica fra energia determinata per il servizio di dispacciamento e energia assoggettata al trasporto

80.1 In deroga a quanto previsto ai commi 27.3 e 55.2, per gli anni 2008 e 2009 Terna subordina la liquidazione delle partite economiche di conguaglio *load profiling* e delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* di competenza di ciascun utente del dispacciamento in prelievo diverso dall'Acquirente Unico alla verifica che il valore assoluto della differenza fra l'energia prelevata dal medesimo utente del dispacciamento in ciascuna area di riferimento con riferimento a tutti i punti di prelievo inclusi nel proprio contratto di dispacciamento, come aggiornata a seguito delle rettifiche di *settlement*, e l'energia assoggettata al trasporto relativa ai medesimi punti, sia minore:

a) del 3% della maggiore delle due per le partite economiche relative all'anno 2008;

b) del 2% della maggiore delle due per le partite economiche relative all'anno 2009.

80.2 Ai fini della verifica di cui al comma 80.1 relativa all'anno 2008, Terna utilizza i dati sull'energia assoggettata al trasporto inviati dalle imprese distributrici ai sensi del punto 5 della deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2009 ARG/elt 34/09.

80.3 In deroga a quanto previsto al comma 27.3, per l'anno 2010 Terna subordina la liquidazione delle partite economiche di conguaglio *load profiling* di competenza di ciascun utente del dispacciamento in prelievo diverso dall'Acquirente Unico alla verifica che il valore assoluto della differenza fra l'energia prelevata dal medesimo utente del dispacciamento in ciascuna area di riferimento con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata ai sensi del comma 28.2, e l'energia elettrica assoggettata al trasporto relativa ai medesimi punti nella medesima area sia minore del 2,5% della maggiore delle due.

80.4 In deroga a quanto previsto al comma 55.2, per l'anno 2010 Terna subordina la liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* determinate nella sessione SEM2 di competenza di ciascun utente del dispacciamento in prelievo diverso dall'Acquirente Unico alla verifica che, limitatamente ai punti di prelievo trattati su base oraria inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente e a tutti i periodi rilevanti di competenza della medesima sessione, il valore assoluto della differenza fra l'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento in ciascuna area di riferimento con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria, come aggiornata a seguito di rettifiche di *settlement*, e l'energia elettrica assoggettata al trasporto riferita ai medesimi punti sia minore dell'1 % della maggiore delle due.

Tabella 1
Corrispettivo per l'aggregazione delle misure delle immissioni di energia elettrica.

CAI	**3,72 €/mese**

Tabella 2
Corrispettivo per l'aggregazione delle misure dei prelievi di energia elettrica.

$\overline{CAP_F}$	**250 €/mese**
$\overline{CAP_{DU}}$	**20 €/mese**
$\overline{CAP_{D50}}$	**5,0 €/mese**
$\overline{CAP_{D400}}$	**2,4 €/mese**
$\overline{CAP_D}$	**2,54 €/mese**
$\overline{CAP_G}$	**0,37 €/mese**

Tabella 3
Corrispettivi unitari di conguaglio compensativo

Corrispettivi di conguaglio compensativo	Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione ()	Altri punti di prelievo in bassa tensione (P^{nd})
per l'anno 2008 (centesimi di euro al kWh)	0	0
per l'anno 2009 (centesimi di euro al kWh)	0,187	0,250

Tabella 4
Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per punti di immissione e punti di prelievo % (A)	Punti di interconnessione fra reti % (B)
380 kV	0.9	0.9
220 kV	2.9	0.9
AT	2.9	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1.3
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2.9
- altro		2.1
MT	5.1	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		3.6
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		5.1
- altro		4.4
BT	10.8	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		7.0
- altro		8.9

Tabella 5
Ore convenzionali di accensione e spegnimento con riferimento alla fascia geografica centrale

mese	decade	orario convenzionale di accensione	orario convenzionale di spegnimento
Gennaio	1	17.05	7.55
	2	17.15	7.50
	3	17.25	7.45
Febbraio	1	17.40	7.35
	2	17.55	7.20
	3	18.10	7.05
Marzo	1	18.20	6.50
	2	18.35	6.30
	3	18.50	6.10
Aprile	1	20.05	6.50
	2	20.15	6.30
	3	20.30	6.10
Maggio	1	20.45	5.55
	2	20.55	5.40
	3	21.10	5.30
Giugno	1	21.20	5.20
	2	21.25	5.20
	3	21.30	5.20

Luglio	1	21.30	5.30
	2	21.20	5.40
	3	21.10	5.45
Agosto	1	20.55	6.00
	2	20.40	6.15
	3	20.20	6.30
Settembre	1	20.00	6.45
	2	19.40	6.55
	3	19.20	7.10
Ottobre	1	19.00	7.20
	2	18.40	7.35
	3	18.25	7.45
Novembre	1	17.10	7.00
	2	16.55	7.15
	3	16.50	7.25
Dicembre	1	16.50	7.40
	2	16.50	7.45
	3	16.55	7.55

APPENDICE 1- SPECIFICHE FLUSSO INFORMATIVO DI CUI AL COMMA 36.2

1. FILE ELETTRONICO
   a. *Quantità: un* unico file per ciascun mese, per ciascuna Area di Riferimento, per ciascun UdD
   b. *Formato:* CSV – Comma Separated Value – con separatore di campi “punto e virgola”
   c. *Intestazione:* 2 righe come da modello riportato al diagramma 1
   d. *Struttura*: ogni riga del file successiva alle prime 2 righe di intestazione contiene un record corrispondente ad un punto di prelievo
   e. *Informazioni*: ad ogni punto di prelievo corrisponde un record i cui contenuti informativi e struttura devono corrispondere alle colonne della 2° riga di intestazione del modello riportato al diagramma 1.

2. ARCHIVIAZIONE

I file di cui al punti 1 devono essere archiviati e custoditi dalle imprese distributrici per un periodo minimo di 5 anni.

3. TRASFERIMENTO

Via Posta Elettronica Certificata (PEC) o, alternativamente, con soluzioni basate su tecnologia web che garantiscano la tracciabilità dell’invio, la possibilità di riscontro fra le parti dell’avvenimento e dei contenuti della comunicazione stessa.

4. MODALITÀ DI COMPILAZIONE DEI CAMPI DEL RECORD DEL PUNTO DI PRELIEVO[1]
   a. *Mittente:* Ragione sociale dell’impresa distributrice
   b. *Area di riferimento:* Codici di identificazione definiti da Terna
   c. *Utente del dispacciamento:* Codici di identificazione definiti da Terna
   d. *Mese di competenza:* mese rilevante ai fini delle informazioni rappresentato come: AAMM
   e. *POD:* codice POD assegnato al punto di prelievo
   f. *Codice Fiscale:* Codice fiscale del titolare del punto di prelievo
   g. *Partita Iva:* Partita Iva del titolare del punto di prelievo
   h. *Tipo di misuratore:* Tipo di misuratore presente al punto di prelievo, rappresentato con la codifica seguente:
      - O – Misuratore Orario
      - E – Misuratore Elettronico (a sensi della deliberazione n. 292/06)
      - T – Misuratore né di tipo Orario né di tipo Elettronico
   i. *Trattamento Mese MM:* Tipo di trattamento ai sensi del TILP cui è sottoposto il punto di prelievo il mese MM, rappresentato con la codifica seguente:
      - O – Trattamento su base oraria
      - F – Trattamento per Fasce

[1] Nel caso di mancanza di dato o di informazione non applicabile al punto di prelievo il relativo campo è vuoto

- M – Trattamento Monorario

j. *Trattamento Mese MM+1:* Tipo di trattamento ai sensi del TILP cui è sottoposto il punto di prelievo il mese MM+1, rappresentato con la codifica seguente:
   - O – Trattamento su base oraria
   - F – Trattamento per Fasce
   - M – Trattamento Monorario

k. *CRPP F1 giugno anno AA…CRPP F3 maggio anno AA+1*: i 36 campi CRPP sono rappresentati con notazione scientifica a 4 cifre significative, esponente a 1 cifra più il segno.

In particolare: per i punti trattati orari i CRPP sono posti a “0”, per i punti di illuminazione pubblica non trattati orari, i CRPP sono posti a “9999E+9”

l. *Consumo annuo complessivo YY:* è il prelievo in kWh dall’1 gennaio al 31 dicembre dell’ultimo anno solare disponibile; esso è aggiornato in concomitanza dell’aggiornamento annuale dei CRPP;

m. *Consumo annuo Fi Anno YY:* è il prelievo in kWh in fascia Fi dall’1 gennaio al 31 dicembre dell’ultimo anno solare disponibile del punto di prelievo; esso è aggiornato nel flusso inerente al giugno dell’anno AA in concomitanza dell’aggiornamento annuale dei CRPP;

n. *Disalimentabilità:* stato di disalimentabilità del punto ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/08, rappresentato con la codifica seguente:
   - Y- punto disalimentabile
   - N- punto non disalimentabile

o. *Regime di compensazione sociale*: tipo di regime di compensazione sociale cui è sottoposto il titolare del punto di prelievo rappresentato con la codifica di cui alla Tabella 2 della deliberazione ARG/elt 117/08 (codice alfanumerico di quattro caratteri)

p. *Data inizio erogazione bonus disagiati*: ai sensi del comma 7.5, lett. b), punto iii) deliberazione ARG/elt 117/08 rappresentata come aammgg

q. *Data termine erogazione bonus disagiati:* ai sensi del comma 7.5, lett. b), punto iii) deliberazione ARG/elt 117/08) rappresentata come aammgg

r. *Mese entro cui il cliente deve rinnovare:* ai sensi del comma 7.5, lett. b), punto iv) deliberazione ARG/elt 117/08) rappresentato come aamm

s. *Altre comunicazioni inerenti bonus sociale:* codice alfanumerico di quattro caratteri.

09A10135

DELIBERAZIONE 17 luglio 2009.

Proroga del termine di cui al punto 2 della deliberazione 9 luglio 2009 - ARG/gas 92/09. (Deliberazione n. ARG/gas 99/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 17 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legge 1 luglio 2009, n. 78/09 (di seguito: decreto 78/09);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 luglio 2009 - ARG/gas 92/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 92/09);
- la nota della società Eni S.p.A. (di seguito: Eni), prot. Autorità n. 40697 del 17 luglio 2009 (di seguito: nota 17 luglio 2009).

Considerato che:

- la deliberazione ARG/gas 92/09 ha richiesto a Eni l'invio delle informazioni e dei documenti necessari al fine di ottemperare alle previsioni del decreto 78/09;
- il punto 3. della deliberazione ARG/gas 92/09 fissa al 20 luglio 2009 il termine entro cui la predetta documentazione deve essere trasmessa all'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- nella nota 17 luglio 2009 Eni ha dichiarato l'impossibilità di rispettare, per ragioni logistiche ed organizzative interne, il termine di cui al precedente punto, indicando nel 24 luglio 2009 il termine accettabile per la medesima.

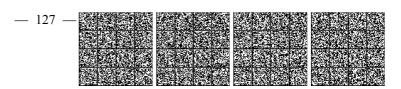
Ritenuto che sia opportuno posticipare al 24 luglio 2009 il termine di cui al punto 3. della deliberazione ARG/gas 92/09

DELIBERA

1. di posticipare al 24 luglio 2009 il termine di cui al punto 3. della deliberazione ARG/gas 92/09;
2. di notificare alla Società Eni S.p.A. il presente provvedimento per quanto di competenza;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 17 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

09A10136

DELIBERAZIONE 27 luglio 2009.

Riconoscimento degli oneri sostenuti per l'importazione di gas naturale nel trimestre gennaio-marzo 2007, di cui all'articolo 2 della deliberazione 28 giugno 2006, n. 134/06. (Deliberazione n. ARG/gas 101/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 195/02, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 195/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06) e la relativa relazione tecnica;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, n. ARG/gas 39/08 (di seguito: deliberazione n. ARG/gas 39/08);
- la documentazione inviata dalla Società Elettrogas S.p.A. in data 31 maggio 2007, prot. n. 405/07 (prot. Autorità n. 013481 del 4 giugno 2007), come successivamente integrata con lettera del 3 marzo 2009, prot. n. 187/09 (prot. Autorità n. 011010 del 9 marzo 2009);
- la documentazione inviata dalla Società Italtrading S.p.A. in data 28 maggio 2007, prot. n. 173/ITT/GA/sp (prot. Autorità n. 013051 del 29 maggio 2007), come successivamente integrata con lettera del 13 marzo 2009, prot. n. 95/ITT/GA/ac (prot. Autorità n. 012645 del 17 marzo 2009);
- la documentazione inviata dalla Società Plurigas S.p.A. in data 29 maggio 2007, prot. n. 1022/AA/fq/ml (prot. Autorità n. 013050 del 29 maggio 2007);
- le lettere della Direzione Mercati dell'Autorità del 20 febbraio 2009, prot. n. 8133, 8136 e 8137;
- la documentazione inviata dalla Società Snam Rete Gas S.p.A. in data 10 marzo 2009, prot. n. SVICOM/688 (prot. Autorità n. 011531 del 11 marzo 2009);
- il Bilancio Energetico Nazionale del 2006 pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Considerato che:

- la deliberazione n. 138/03 ha disciplinato le modalità di definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale offerte dalle società di vendita, rimandando, ai fini dell'aggiornamento della componente di commercializzazione all'ingrosso (di seguito: CCI), comprensiva dei costi di approvvigionamento della materia prima gas, alla deliberazione n. 195/02;
- l'articolo 2 della deliberazione n. 134/06 ha introdotto, per il trimestre gennaio – marzo 2007, alcune disposizioni transitorie volte a contribuire alla copertura di eventuali costi, aggiuntivi rispetto a quelli già riconosciuti nelle condizioni economiche di fornitura, per importazioni di gas di breve termine che si fossero rese disponili nel citato periodo, ritenuto allora di particolare criticità per il completo soddisfacimento della domanda di gas naturale in Italia;
- il medesimo articolo disciplina:
  - al comma 1, le condizioni che devono essere soddisfatte affinché i volumi di gas per cui è presentata istanza di ammissione al riconoscimento dei suddetti costi addizionali (di seguito: riconoscimento "spot") vi accedano in *toto* od in parte;
  - al comma 2, i criteri di calcolo dell'ammontare riconosciuto a ciascun titolare di contratti di importazione che abbia presentato istanza di ammissione al riconoscimento "spot";
  - al comma 3, le modalità con cui il citato titolare di contratti di importazione può richiedere all'Autorità il riconoscimento "spot" per le importazioni di gas nel trimestre gennaio – marzo 2007, nonché le informazioni necessarie a corredo dell'istanza;
- il medesimo articolo, al comma 4, rimanda ad un successivo provvedimento dell'Autorità la definizione delle modalità di finanziamento ed erogazione del riconoscimento "spot".

Considerato che:

- le Società Elettrogas S.p.A., Italtrading S.p.A. e Plurigas S.p.A. hanno inviato entro i termini previsti l'istanza di ammissione al riconoscimento "spot";
- la verifica delle condizioni per l'ammissione al riconoscimento "spot" di cui all'articolo 2, comma 1 della deliberazione n. 134/06, supportata dalle integrazioni richieste alle Società Elettrogas S.p.A., Italtrading S.p.A. con lettera della Direzione Mercati dell'Autorità in data 20 febbraio 2009 e dalle informazioni pervenute dalla Società Snam Rete Gas S.p.A. in data 10 marzo 2009, ha dato esito positivo rendendo tutti i volumi di gas comunicati idonei a tale riconoscimento, per un totale di 4.297.087 GJ importati nel primo trimestre del 2007;
- ai fini della predetta verifica, le cessioni di capacità di trasporto in corso d'anno sono assimilabili ai conferimenti di capacità di trasporto in corso d'anno, rappresentando pertanto una fattispecie a cui non si applicano i vincoli di utilizzo di detta capacità di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b. della deliberazione n. 134/06;
- le predette Società hanno dato evidenza anche dei costi per il trasporto del gas sui metanodotti esteri, dal punto di consegna contrattuale al punto di ingresso della Rete Nazionale dei gasdotti;
- ai fini del calcolo degli ammontare riconosciuto a ciascuna Società, di cui all'articolo 2, comma 2 della deliberazione n. 134/06:

- il termine V_t rappresenta *i volumi complessivi del mercato dei clienti oggetto delle condizioni economiche di fornitura di cui alla delibera n. 138/03, per il 2006, come pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico* (relazione tecnica alla deliberazione n. 134/06), identificati nella classificazione “usi domestici e civili” del Bilancio Energetico Nazionale dell’anno 2006;
- il termine V_v rappresenta *i volumi totali venduti in Italia nel 2006, come pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico* (relazione tecnica alla deliberazione n. 134/06) identificati nella classificazione “totale impieghi” del Bilancio Energetico Nazionale dell’anno 2006;
- il termine p_s è il prezzo medio dei contratti di importazione del gas idonei al riconoscimento “spot”, ponderato per i relativi volumi.

Considerato inoltre che:

- l’onere del riconoscimento “spot” è posto in capo alla clientela tutelata come specificato nella relazione tecnica alla deliberazione n. 134/06, paragrafo 5.2;
- la deliberazione ARG/gas 39/08 ha istituito:
  - un corrispettivo unitario variabile (di seguito: C_{FGUI}), con decorrenza 1 aprile 2008, a copertura degli oneri sostenuti dai fornitori grossisti di ultima istanza relativi a costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio eventualmente non coperti dalle componenti previste dalla deliberazione n. 138/03;
  - un apposito fondo presso la Cassa conguaglio del settore elettrico alimentato dal gettito derivante dall’applicazione del corrispettivo di cui al precedente alinea;
- il suddetto C_{FGUI} è posto a carico della clientela tutelata, in quanto applicato come maggiorazione alla CCI.

Ritenuto che:

- sia necessario riconoscere alle sotto indicate Società, ai sensi dell’articolo 2, comma 2 della deliberazione n. 134/06 un ammontare totale di 1.020.877,00 €, così suddiviso:
  - 185.985,00 € alla Società Elettrogas S.p.A.;
  - 593.088,00 € alla Società Italtrading S.p.A.;
  - 241.804,00 € alla Società Plurigas S.p.A;
- siano esclusi, dal computo dell’ammontare riconosciuto, i costi per il trasporto del gas sui metanodotti esteri, in quanto incompatibili con i criteri dell’articolo 2, comma 2 della deliberazione n. 134/06, nonché generalmente già remunerati dalle condizioni economiche di fornitura alla clientela tutelata ed in particolare dalla CCI;
- sia opportuno individuare, data l’esiguità dell’ammontare totale e per minimizzare i costi amministrativi associati al presente provvedimento, un conto capiente presso la Cassa conguaglio del settore elettrico che, pur istituito ad altri fini, presenti almeno criteri di finanziamento compatibili con quelli definiti per il riconoscimento “spot”, ovvero un prelievo a carico della clientela oggetto delle citate condizioni economiche;
- il Conto presso la Cassa conguaglio del settore elettrico, di cui all’articolo 3, comma 3.1 della deliberazione n. ARG/gas 39/08, alimentato dal gettito derivante dall’applicazione del C_{FGUI}, presenti le caratteristiche richiamate al punto precedente

DELIBERA

1. di riconoscere, ai sensi dell'articolo 2, della deliberazione n. 134/06, alle Società sotto indicate un ammontare pari a:
   - 185.985,00 € alla Società Elettrogas S.p.A.;
   - 593.088,00 € alla Società Italtrading S.p.A.;
   - 241.804,00 € alla Società Plurigas S.p.A;
2. di avvalersi della Cassa conguaglio per il settore elettrico per l'erogazione degli importi di cui al punto precedente;
3. di erogare gli importi di cui al precedente punto 1 a valere sul conto della Cassa conguaglio per il settore elettrico di cui all'articolo 3, comma 3.1 della deliberazione n. ARG/gas 39/08, alimentato dal gettito derivante dall'applicazione del C_{FGUI};
4. di trasmette alle Società Elettrogas S.p.A., Italtrading S.p.A. e Plurigas S.p.A. il presente provvedimento per quanto di competenza;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 27 luglio 2009

Il presidente: Ortis

09A10137

DELIBERAZIONE 28 luglio 2009.

Approvazione delle proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno termico 2009-2010 per le società Gnl Italia S.p.A. e Terminale GNL Adriatico S.r.l., in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08. (Deliberazione n. ARG/gas 102/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 92/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/gas 118/08.

Considerato che:

- l'articolo 22 della deliberazione ARG/gas 92/08 prevede che le imprese di rigassificazione presentino all'Autorità i ricavi e le proposte tariffarie relative all'anno termico 2009-2010 entro il 31 maggio 2009;
- la società Terminale GNL Adriatico S.r.l., con lettera in data 29 maggio 2009 (prot. generale n. A/31236 del 3 giugno 2009), ha presentato, ai sensi dell'articolo 22, comma 22.1, della deliberazione ARG/gas 92/08, i ricavi e le proposte tariffarie relative all'anno termico 2009-2010; e che, ai fini della determinazione della capacità di Gnl consegnabile al terminale di rigassificazione di cui al comma 8.2 della deliberazione ARG/gas 92/08, relativamente all'anno termico 2009-2010, ha proposto di confermare il fattore di carico applicato nell'anno termico 2008-2009, pari a 0,7; e che tale proposta tariffaria è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione ARG/gas 92/08;
- la società Gnl Italia S.p.A., con lettera in data 10 aprile 2009 (prot. generale n. A/17767 del 15 aprile 2009), ha comunicato la necessità di mettere fuori esercizio uno dei quattro vaporizzatori del terminale per esigenze di manutenzione, con una conseguente riduzione della capacità di rigassificazione del terminale negli anni termici 2009-2010 e 2010-2011;

- la società Gnl Italia S.p.A., con lettera in data 29 maggio 2009 (prot. generale n. A/30520 del 29 maggio 2009), ha presentato, ai sensi dell'articolo 22, comma 22.1, della deliberazione ARG/gas n. 92/08, i ricavi e le proposte tariffarie relative all'anno termico 2009-2010 e, ai fini della determinazione della capacità di Gnl consegnabile al terminale di rigassificazione di cui al comma 8.2 della deliberazione ARG/gas 92/08, ha considerato, in luogo della capacità tecnica dell'impianto, la capacità residua del terminale, considerando le esigenze di manutenzione straordinaria di cui al precedente alinea;
- in data 15 luglio 2009, gli uffici dell'Autorità hanno inviato alla società Gnl Italia S.p.A. (prot. generale P/39997 del 15 luglio 2009) una richiesta di approfondimenti e di modifiche con riferimento alla determinazione dei ricavi di riferimento ed in particolare alla modalità di determinazione della capacità di Gnl consegnabile al terminale;
- con lettera in data 22 luglio 2009 (prot. generale n. A/41868 del 22 luglio 2009) la società Gnl Italia S.p.A. ha fornito gli approfondimenti richiesti e ha presentato:
    i. una prima proposta tariffaria (di seguito: prima proposta tariffaria) che prevede il calcolo dei corrispettivi di rigassificazione sulla base di una quantità di Gnl consegnabile, determinata applicando un fattore di carico di 0,7 alla capacità massima tecnica del terminale di rigassificazione;
    ii. una seconda proposta tariffaria che prevede il calcolo dei corrispettivi di rigassificazione sulla base di una quantità di Gnl consegnabile, determinata applicando un fattore di carico di 0,81 alla capacità massima del terminale considerando la messa fuori esercizio di uno dei quattro vaporizzatori;
- che la prima proposta tariffaria presentata dalla società Gnl Italia S.p.A. è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione ARG/gas 92/08;
- le attuali condizioni del mercato europeo del Gnl confermano che la capacità tecnica di rigassificazione possa essere impegnata mediamente per una percentuale pari al 70%, tenuto conto di un utilizzo medio della capacità impegnata pari a circa il 90%.

Ritenuto che:

- sia opportuno prevedere che la determinazione delle capacità di Gnl consegnabile nell'anno al terminale di rigassificazione di cui al comma 8.2 della deliberazione ARG/gas n. 92/08 avvenga riproporzionando la capacità massima tecnica del terminale attraverso un fattore di carico delle infrastrutture di rigassificazione; e che sia opportuno confermare il fattore di carico applicato nell'anno termico 2008-2009, pari a 0,7;
- gli interventi di manutenzione straordinaria non possono modificare la capacità di riferimento per il calcolo della tariffa, che è rappresentata dalla massima capacità tecnica del terminale, altrimenti si genererebbe una circolarità che, al limite, comporterebbe per un terminale non operativo una tariffa di valore grande a piacere;
- sia necessario approvare la proposta tariffaria della società Terminale GNL Adriatico S.r.l. e la prima proposta tariffaria della società Gnl Italia S.p.A.

DELIBERA

1. di approvare la proposta tariffaria di cui all'articolo 22 della deliberazione ARG/gas 92/08, presentata dalla società Gnl Italia S.p.A. per l'anno termico 2009-2010, come riportata nelle *Tabelle 1* e *2* allegate al presente provvedimento;
2. di approvare la proposta tariffaria di cui all'articolo 22 della deliberazione ARG/gas 92/08, presentata dalla società Terminale GNL Adriatico S.r.l. per l'anno termico 2009-2010, come riportata nelle *Tabelle 3* e *4* allegate al presente provvedimento;
3. di notificare alla società Gnl Italia S.p.A., con sede legale in piazza Santa Barbara n. 7, 20097 San Donato Milanese (Milano) e alla società Terminale GNL Adriatico S.r.l., con sede legale in piazza della Repubblica, n. 14/16, 20124, Milano, in persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data di pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Milano, 28 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO

Tabella 1 – Tariffa di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Panigaglia della società GNL Italia S.p.A.
(anno termico 2009-2010)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	4,897107
Corrispettivo unitario associato agli approdi	Cna (euro/approdo)	33251,967106
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,027250
	CVL^{P} (euro/GJ)	0,001291
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,7%

Tabella 2 – Tariffa di rigassificazione per il servizio su base *spot* per l'utilizzo del terminale di Panigaglia della società GNL Italia S.p.A.
(anno termico 2009-2010)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	3,427975
Corrispettivo unitario associato agli approdi	Cna (euro/approdo)	33251,967106
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,027250
	CVL^{P} (euro/GJ)	0,001291
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,7%

Tabella 3 – Tariffa di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Rovigo della società Terminale GNL Adriatico S.r.l.
(anno termico 2009-2010)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	27,893550
Corrispettivo unitario associato agli approdi	Cna (euro/approdo)	498603,995319
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,159827
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,5%

Tabella 4 – Tariffa di rigassificazione per il servizio su base spot per l'utilizzo del terminale di Rovigo della società Terminale GNL Adriatico S.r.l.
(anno termico 2009-2010)

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (euro/mc liquido)	19,525485
Corrispettivo unitario associato agli approdi	Cna (euro/approdo)	498603,995319
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (euro/GJ)	0,159827
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per mc consegnato	1,5%

09A10138

DELIBERAZIONE 28 luglio 2009.

Disposizioni in materia di archiviazione e trattamento dati dei punti di riconsegna e determinazione del potere calorifico superiore convenzionale (P) da parte delle imprese di distribuzione del gas (Modifiche alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04 e 18 gennaio 2007, n. 10/07). (Deliberazione n. ARG/gas 105/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 luglio 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003;
- l'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) 29 dicembre 2000, n. 237/00 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 237/00);
- la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 43/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 (di seguito: deliberazione n. 138/04);
- la deliberazione dell'Autorità 6 settembre 2005, n. 185/05 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 185/05);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 settembre 2006 (di seguito: decreto ministeriale 29 settembre 2006);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 10/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 10/07);
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 17 gennaio 2007, n. 2/07;
- la deliberazione 23 settembre 2008, ARG/com 134/08;
- la deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- l'allegato A alla deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: RTDG);
- la deliberazione 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 55/09);

- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 64/09);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (di seguito: TIVG);
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 69/09);
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 79/09);
- la nota avente ad oggetto: "Analisi di alcune problematiche connesse alla procedura di subentro del fornitore di ultima istanza (di seguito: FUI) sui PDR degli impianti di distribuzione e possibili soluzioni" diffusa all'interno del gruppo di lavoro "Aggiornamento Codice di Rete tipo di Distribuzione gas" (di seguito: nota della Direzione Mercati);
- le osservazioni pervenute in merito alla nota della Direzione Mercati di cui al precedente alinea.

Considerato che:

- con deliberazione n. 138/04 l'Autorità ha adottato le garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e le norme per la predisposizione dei codici di rete.

Considerato che:

- con deliberazione n. 10/07 l'Autorità, ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04 e del decreto ministeriale 29 settembre 2006, ha definito le procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale allacciati alla rete che, anche temporaneamente, sono privi di un fornitore per ragioni indipendenti della loro volontà;
- l'articolo 5 della deliberazione n. 10/07 definisce le procedure di subentro della fornitura da parte del FUI prevedendo, tra l'altro, che la richiesta di subentro debba essere presentata al FUI dall'impresa di distribuzione o dall'impresa di trasporto per i clienti connessi alle rispettive reti e stabilendo i dati di identificazione di ciascun punto di riconsegna che devono essere indicati nella richiesta di subentro, ai fini della sua completezza ed ammissibilità;
- il medesimo articolo 5 della deliberazione n. 10/07 prevede inoltre che alcuni dei dati di identificazione di ciascun punto di riconsegna debbano essere trasmessi all'impresa di distribuzione o all'impresa di trasporto dall'esercente la vendita che ha precedentemente fornito il cliente finale per il quale è presentata la richiesta di subentro;
- talune procedure di subentro del FUI, attivate nel presente anno termico a seguito della risoluzione del contratto di distribuzione tra impresa di distribuzione e utente della distribuzione, hanno posto in evidenza alcune problematiche, specificamente per quanto riguarda:
  - l'invio all'impresa di distribuzione, da parte dell'utente della distribuzione che ha precedentemente fornito il cliente finale, dei dati di identificazione dei punti di riconsegna;

- la contestazione, da parte dell'utente della distribuzione che ha precedentemente fornito il cliente finale, della legittimità della risoluzione del contratto di distribuzione per inadempimento operata dall'impresa di distribuzione e, quindi, della successiva attivazione del FUI;
- in caso di risoluzione del contratto per inadempimento dell'utente della distribuzione, il Codice di rete dispone che sino all'esito della procedura di attivazione della fornitura di ultima istanza, impresa di distribuzione e venditore restino vicendevolmente obbligati alle previsioni del Codice di rete necessarie per assicurare la continuità della fornitura ai clienti finali.

Considerato inoltre che:

- l'articolo 8, comma 8.1 della deliberazione n. 138/04 prevede che le imprese di distribuzione tengano a disposizione dell'Autorità, relativamente a ciascun impianto di distribuzione gestito o alla porzione di impianto gestita, l'elenco di tutti i punti di riconsegna corredato da una serie di dati ed informazioni;
- l'attuale formulazione della lettera a4) dell'articolo 13, comma 13.3 della deliberazione n. 138/04 non conduce a identificare esaustivamente l'insieme dei dati dei clienti finali funzionali all'attivazione delle procedure per il subentro del FUI;
- la deliberazione ARG/gas 64/09 prevede che con successivo provvedimento l'Autorità definisca le modalità con cui l'impresa di distribuzione tenga conto delle informazioni relative alla tipologia di appartenenza di ciascun punto di riconsegna comunicate dall'esercente la vendita.

Considerato infine che:

- il TIVG prevede che alcuni corrispettivi unitari delle condizioni economiche del servizio di tutela siano espressi in euro/GJ e prevede che tali corrispettivi siano trasformati in corrispettivi unitari espressi in euro/Smc applicando a tali corrispettivi unitari il potere calorifico superiore convenzionale (P), espresso in GJ/Smc;
- la deliberazione ARG/gas 159/08 prevedere l'adozione dell'anno civile, dall'1 gennaio al 31 dicembre, come riferimento per le determinazioni tariffarie del terzo periodo di regolazione;
- al punto 9 della deliberazione ARG/gas 69/09 l'Autorità ha stabilito che, fino a successive disposizioni, ai fini della determinazione del potere calorifico superiore effettivo, si applichino i criteri di cui agli articoli 16 e 17 della deliberazione n. 237/00.

Ritenuto che:

- sia opportuno modificare e aggiornare la deliberazioni n. 138/04 e n. 10/07 al fine di risolvere le problematiche inerenti alla procedura di subentro del FUI;
- sia opportuno inserire nella deliberazione n. 138/04 la previsione espressa dell'obbligo dell'impresa di distribuzione di attivare, in tutti i casi di scioglimento per qualsiasi causa del contratto, la procedura della fornitura di ultima istanza stabilendo altresì che statuisca, in caso di risoluzione del contratto per inadempimento, la permanenza in capo all'impresa di distribuzione e il venditore degli obblighi contrattuali necessari ad assicurare la continuità della fornitura di gas ai clienti finali;

- per quanto concerne la procedura di attivazione del FUI, l'elenco di cui all'articolo 8, comma 8.1 della deliberazione n. 138/04 rappresenti lo strumento adeguato ed opportuno a raccogliere, da parte dell'impresa di distribuzione, anche i dati e le informazioni funzionali alla richiesta di subentro del FUI e modificare in tal senso anche la deliberazione n. 10/07;
- sia opportuno prevedere che l'elenco di cui al precedente alinea comprenda altresì i dati relativi all'identificazione della tipologia di ciascun punto di riconsegna;
- sia necessario stabilire, al fine di permettere all'impresa di distribuzione di mantenere aggiornato l'elenco con le informazioni funzionali alla richiesta di subentro del FUI e all'identificazione della tipologia di ciascun punto di riconsegna di cui ai precedenti alinea, obblighi di aggiornamento dei dati da parte degli esercenti la vendita;
- sia, infine, necessario prevedere che l'Autorità aggiorni la deliberazione n. 138/04 con i criteri per la determinazione del potere calorifico convenzionale (P) con riferimento all'anno civile, nonché le modalità di messa a disposizione del dato dall'impresa di distribuzione all'esercente la vendita

DELIBERA

1. di modificare la deliberazione n. 138/04 nei termini di seguito riportati:

   a) all'articolo 1, comma 1 la definizione del potere calorifico superiore effettivo è soppressa;

   b) all'articolo 1, comma 1 della deliberazione n. 138/04 è aggiunta la seguente definizione:

   "• TIVG è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 recante "Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane"";

   c) la rubrica dell'articolo 8 è sostituita dalla seguente rubrica: "*Registro di dati, informazioni e documenti da tenere a fini regolatori*";

   d) all'articolo 8, il comma 8.1 è sostituito dal seguente comma:

   "8.1 L'impresa di distribuzione, relativamente a ciascun impianto di distribuzione gestito o alla porzione di impianto gestita, tiene un registro elettronico di tutti i punti di riconsegna, corredato dai dati e delle informazioni di cui all'articolo 14, comma 10.";

   e) all'articolo 8, dopo il comma 8.2, è aggiunto il seguente comma:

   "8.3 Ogni qualvolta si verifichi una modifica delle informazioni presenti nei documenti di cui all'articolo 13, comma 13.3, punti 1), 2), 3), 4), 5), l'utente della distribuzione dovrà comunicarne la variazione all'impresa di distribuzione entro quattro giorni lavorativi dalla data di effetto della variazione medesima o dalla data in cui l'utente stesso ne viene a conoscenza. Analogamente l'utente dovrà comunicare ogni modifica dei dati di cui alle lettere a4), a5), a8), a9), a10) e a11) del medesimo comma.";

f) all'articolo 9, il comma 9.2 è sostituito dal seguente comma:

"9.2 L'utente comunica all'impresa di distribuzione, nei tempi previsti dall'articolo 8.3, eventuali variazioni delle informazioni di cui al comma 9.1, ivi compresa la cessazione della disponibilità di gas naturale.";

g) all'articolo 13, comma 13.3 la lettera a4) è sostituita dalla seguente lettera:

"a4) nome e cognome o ragione sociale, codice fiscale o partita IVA e indirizzo (sede legale se si tratta di una ragione sociale) del cliente finale nonché nome, cognome ed indirizzo del destinatario della fattura (se diverso dal cliente finale) e, qualora questi utilizzi il gas ai fini dell'erogazione di un servizio energetico, i dati identificativi del soggetto beneficiario di tale servizio;";

h) all'articolo 13, comma 13.3, dopo la lettera a9) sono aggiunte le seguenti lettere a10) e a11):

"a10) eventuale agevolazioni su IVA e imposte precedentemente praticate al cliente finale;

a11) tipologia del punto di riconsegna ai sensi del comma 2.3 del TIVG;";

i) all'articolo 13, comma 13.6, dopo la lettera a3) sono aggiunte le lettere a4), a10) e a11) di cui al comma 13.3;

j) all'articolo 13, comma 13.6 l'ultimo capoverso è sostituto dal seguente capoverso:

"Dal ricevimento della comunicazione dell'impresa di distribuzione decorrono, per l'utente, gli obblighi di comunicazione delle eventuali variazioni dei dati di cui all'articolo 13, comma 13.3 secondo quanto previsto dall'articolo 8, comma 8.3.";

k) all'articolo 13, il comma 13.7 è soppresso;

l) all'articolo 14, comma 14.10, dopo la lettera a9), sono aggiunte le seguenti lettere:

"a10) e a11)";

m) all'articolo 14, comma 14.10 l'ultimo capoverso è soppresso.

n) All'articolo 14, il comma 14.12 è soppresso;

o) l'articolo 22 è sostituito con il seguente articolo:

"Articolo 22

Determinazione del potere calorifico superiore convenzionale (P) del gas naturale

22.1 In un impianto di distribuzione con singolo punto di consegna, l'impresa di distribuzione determina il potere calorifico superiore convenzionale (P) per l'anno t secondo la seguente formula:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_i \cdot PCS_i}{\sum_{i=1}^{12} V_i}$$

dove:

- PCS_i è il potere calorifico superiore mensile del gas, determinato dall'impresa di trasporto come media dei valori dei PCS giornalieri ponderati ai volumi giornalieri, consegnato in ciascun punto di consegna in ogni mese *i* del precedente anno civile $t - 1$;
- V_i sono i volumi mensili, espressi in standard metri cubi, consegnati in ciascun punto di consegna nel precedente anno civile $t - 1$.

22.2 In un impianto di distribuzione con *n* punti di consegna, l'impresa di distribuzione determina il potere calorifico convenzionale per l'anno t secondo la seguente formula:

$$P = \frac{\sum_{j=1}^{n} V_j \cdot P_j}{\sum_{i=1}^{n} V_j}$$

dove:

- *Pj* è il potere calorifico superiore convenzionale del gas in ogni punto di consegna *j* determinato ai sensi del comma 22.1;
- *Vj* sono i volumi annui, espressi in standard metri cubi, consegnati nei punti di consegna nell'impianto di distribuzione nel precedente anno civile $t - 1$.

22.3 L'impresa di distribuzione, entro il 25 gennaio di ogni anno, comunica all'impresa di trasporto, con le modalità da questa stabilite, i valori del potere calorifico superiore convenzionale (P) determinati ai sensi del presente articolo.

22.4 L'impresa di trasporto pubblica nel proprio sito internet, entro il successivo 31 gennaio, i valori di cui al comma precedente tramite file elettronico immediatamente riutilizzabile.";

p) dopo l'articolo 26 è aggiunto il seguente articolo:

"Articolo 26bis

Scioglimento del contratto e attivazione della fornitura di ultima istanza

26bis.1 In caso di scioglimento del contratto, per qualsiasi causa, l'impresa di distribuzione richiede l'attivazione della fornitura di ultima istanza, secondo le modalità e nei casi previsti dalla deliberazione n. 10/07 e sue modifiche ed integrazioni.

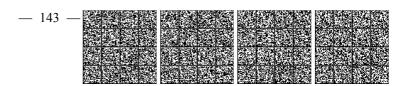
26bis.2 Nel caso il rapporto contrattuale si risolva per inadempimento dell'utente della distribuzione, sino all'esito della procedura di attivazione della fornitura di ultima istanza, salvo quanto disposto dalla normativa vigente in materia, l'impresa di distribuzione e l'utente della distribuzione restano vicendevolmente obbligati alle previsioni della presente deliberazione necessarie ad assicurare la continuità della fornitura ai clienti finali associati ai punti di riconsegna oggetto del rapporto contrattuale

2. di modificare, a partire dalla medesima data di cui al punto 3, il comma 5.1.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 10/07 con il seguente comma:

   "5.1.4 Entro il 10 (dieci) del mese di presentazione della richiesta di subentro, l'esercente che ha precedentemente fornito il cliente finale per il quale viene presentata la richiesta di subentro è tenuto a comunicare, all'impresa di trasporto che ha formulato la richiesta di subentro, i dati di cui al comma 5.1.3 lettere da c) a l) con riferimento ai punti di riconsegna connessi alla rete di trasporto.";
3. di prevedere che gli utenti della distribuzione comunichino le informazioni di cui all'articolo 13, comma 13.3, lettere a4) e a10) della deliberazione n. 138/04 con riferimento a tutti i punti di riconsegna serviti, nella stessa comunicazione da effettuarsi ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 64/09;
4. di prevedere che, in riferimento al quarto trimestre 2009, i valori del potere calorifico superiore convenzionale (P) restino invariati rispetto ai valori di P applicati nell'anno termico 2008-2009;
5. di dare mandato al Direttore responsabile della Direzione Mercati di adeguare il codice di rete tipo approvato con la deliberazione n. 108/06 recependo gli aggiornamenti che si rendono necessari a seguito delle disposizioni del presente provvedimento;
6. di prevedere che le imprese di trasporto aggiornino i codici di rete del trasporto in accordo con le disposizioni dettate dalla deliberazione ARG/gas 55/09 recependo gli aggiornamenti che si rendono necessari a seguito delle disposizioni del presente provvedimento;
7. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
8. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it) i testi della deliberazione n. 138/04 e della deliberazione n. 10/07, come risultanti dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 28 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

09A10139

DELIBERAZIONE 30 luglio 2009.

Compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita del gas naturale in conseguenza dell'applicazione degli articoli 1 e 2 della deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08. (Deliberazione n. ARG/gas 106/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- l'articolo 81, commi 16, 17, 18 del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito con legge 6 agosto 2008, n. 133;
- l'articolo 3, comma 8, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 novembre 2002, n. 195/02, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06;
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07;
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07;
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008, ARG/gas 52/08;
- la deliberazione dell'Autorità 24 luglio 2008, ARG/gas 100/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 100/08);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 192/08);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 40/09);

- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e in particolare l'Allegato A recante "Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane", come successivamente modificato e integrato (TIVG);
- il documento per la consultazione 15 giugno 2009, atto n. 14/09, recante "Sistemi di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dalle imprese di vendita in applicazione degli articoli 1 e 2 della deliberazione ARG/gas 192/08" (di seguito: DCO n. 14/09).

Considerato che:

- con deliberazione ARG/gas 192/08 l'Autorità è intervenuta adottando misure urgenti di modifica dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui alla deliberazione n. 138/03, applicate ai clienti finali in regime di tutela ed ha, tra l'altro:
  a) rimosso la soglia di invarianza a partire dall'aggiornamento relativo al trimestre gennaio – marzo 2009 (articolo 1);
  b) deciso, in ragione del peculiare contesto che ha determinato l'intervento di cui alla precedente lettera a), di introdurre sistemi di compensazione dei conseguenti oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita del gas naturale (di seguito: oneri non altrimenti recuperabili), ivi incluse gli esercenti la vendita all'ingrosso per i quali i ricavi di competenza del trimestre non consentano la copertura dei costi, escluse le partite infragruppo (comma 4.1);
  c) rinviato l'adozione di tali sistemi di compensazione a successivo provvedimento, anche al fine di poter meglio valutare eventuali esigenze degli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso, connesse con gli oneri conseguenti alla rimozione della soglia di invarianza, che emergessero durante l'attività istruttoria del procedimento;
  d) individuato da subito, rispetto a tali esigenze, quelle degli esercenti la vendita che, al momento dell'adozione della deliberazione ARG/gas 192/08, si approvvigionavano di gas mediante contratti di compravendita con clausole che prevedevano effetti in conseguenza della disciplina della soglia di invarianza (di seguito: clausole di invarianza);
  e) imposto pertanto alle parti venditrici dei predetti contratti di offrire, alle controparti acquirenti, la soppressione delle clausole di invarianza (articolo 2); pertanto la parte acquirente di tali contratti, ha titolo ad accedere ai sistemi di compensazione solo qualora non riceva un'offerta coerente con i contenuti del citato articolo;
- nell'ambito del procedimento per l'adozione dei sistemi di compensazione, è stata considerata anche l'esigenza degli esercenti la vendita che, alla data della deliberazione ARG/gas 192/08, si approvvigionavano mediante contratti di compravendita privi di clausole di invarianza; e che anche in questi casi, poiché tali contratti tengono comunque conto della disciplina delle condizioni economiche di fornitura definite dall'Autorità, la rimozione della soglia di invarianza nei criteri di aggiornamento delle menzionate condizioni economiche di fornitura ha determinato in capo agli esercenti la vendita, parti acquirenti dei predetti contratti, un onere non altrimenti recuperabile;

- con deliberazione ARG/gas 40/09, l'Autorità ha:
  a) definito il corrispettivo variabile unitario C_{CONR} per la compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili di cui alla deliberazione ARG/gas 192/08, applicato nell'ambito delle condizioni economiche di fornitura;
  b) istituito presso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) un apposito fondo alimentato dal gettito derivante dall'applicazione del sopraccitato corrispettivo C_{CONR};
  c) rimandato a successivo provvedimento la definizione delle modalità di gestione del fondo e di erogazione delle somme ai soggetti aventi diritto.

Considerato inoltre che:

- con il DCO n. 14/09, anche in seguito alle evidenze emerse nell'ambito del gruppo di lavoro istituito ai sensi della deliberazione ARG/gas 100/08, l'Autorità ha posto in consultazione:
  a) un termine per adempiere all'obbligo di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08, in capo agli esercenti la vendita all'ingrosso, parti venditrici dei contratti, al fine di garantire efficienza e certezza nell'operatività del sistema, anche in considerazione di segnalate omissioni;
  b) la definizione di criteri per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili, prevedendo:
     i. un ruolo attivo delle parti acquirenti dei contratti di compravendita all'ingrosso, volto a favorire l'adempimento, in capo alle controparti venditrici, degli obblighi di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08, attraverso appositi meccanismi incentivanti tale comportamento;
     ii. specifiche modalità di quantificazione degli oneri non altrimenti recuperabili, differenziate tra esercenti la vendita all'ingrosso e al dettaglio;
  c) la definizione delle procedure per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili nonché per l'erogazione degli importi riconosciuti, con particolare riferimento a:
     i. l'individuazione di un termine decadenziale per la presentazione delle relative istanze;
     ii. il contenuto delle istanze;
     iii. le tempistiche per l'erogazione degli importi riconosciuti.

Considerato, infine, che:

- dalle osservazioni al DCO n. 14/09 è emerso un consenso diffuso in merito a tutti i profili sopra richiamati con la sola eccezione dell'intenzione di:
  a) distinguere i criteri di riconoscimento e quantificazione degli oneri non altrimenti recuperabili, tra esercenti la vendita all'ingrosso e al dettaglio;
  b) escludere le partite infragruppo dal riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili;
- questi ultimi due profili, peraltro, costituiscono criteri già adottati dall'Autorità con la deliberazione ARG/gas 192/08 e pertanto non rientrano nell'oggetto del presente provvedimento che è attuativo e non modificativo delle decisioni assunte con la predetta deliberazione.

Ritenuto che sia necessario definire:

- un ambito di applicazione del sistema di compensazione adeguato alle diverse ipotesi sopra descritte, in cui la rimozione delle clausole di invarianza abbia determinato un onere in capo all'esercente la vendita che non può essere altrimenti recuperato;
- un termine per l'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08;
- in conformità con il disposto di cui al comma 4.1 della deliberazione ARG/gas 192/08, un sistema di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili che identifichi modalità di quantificazione differenziate per gli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso e che preveda altresì azioni in capo alla parte acquirente volte a favorire l'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08;
- specifiche procedure per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili nonché per l'erogazione degli importi riconosciuti

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le seguenti definizioni:
- **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- **Cassa** è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- **clausole di invarianza** sono le clausole contrattuali che dispongono la produzione di effetti in conseguenza della disciplina della soglia di invarianza;
- **clienti finali in regime di tutela** sono i clienti finali a cui l'esercente la vendita al dettaglio ha applicato, con riferimento al trimestre gennaio – marzo 2009, le condizioni economiche di fornitura;
- **condizioni economiche di fornitura:** sono le condizioni economiche di fornitura previste dalla deliberazione n. 138/03;
- **contratto** è qualunque contratto di compravendita di gas naturale concluso nel mercato all'ingrosso, che ha per parte acquirente un esercente la vendita;
- **esercente la vendita** è, indifferentemente, l'esercente la vendita all'ingrosso o al dettaglio;
- **esercente la vendita al dettaglio** è il soggetto che esercita l'attività di vendita di gas naturale ai clienti finali;
- **esercente la vendita all'ingrosso** è il soggetto che rifornisce di gas naturale un altro esercente la vendita;
- **istanza** è la richiesta che, ai sensi del presente provvedimento, ciascun esercente la vendita è tenuto a presentare ai fini del riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili;
- **onere non altrimenti recuperabile** è l'onere di cui al comma 4.1 della deliberazione ARG/gas 192/08; per gli esercenti la vendita all'ingrosso l'onere è limitato alla perdita, o all'incremento della perdita, interamente imputabile

all'applicazione dell'articolo 2 della medesima deliberazione, con riferimento ai volumi forniti, al termine della catena delle cessioni a valle della filiera, ai clienti finali in regime di tutela;

- **soglia di invarianza** è la soglia definita dall'Autorità ai sensi dell'articolo 1, comma 3, della deliberazione n. 195/02.

Articolo 2

Ambito di applicazione

2.1 È ammesso alla compensazione di cui al comma 4.1 della deliberazione ARG/gas 192/08 l'esercente la vendita al dettaglio o all'ingrosso che, avendo adempiuto, rispettivamente, all'articolo 1 o all'articolo 2 della medesima deliberazione, soddisfi almeno una delle seguenti condizioni:

a) sia parte acquirente di un contratto che prevede modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale con applicazione della clausola di invarianza e non abbia ricevuto, entro i termini di cui al successivo comma 5.1, una proposta coerente con le previsioni dell'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08;

b) sia parte acquirente di un contratto che non contempla clausole di invarianza.

2.2 Per l'ammissione alla compensazione ciascun esercente la vendita all'ingrosso deve aver adempiuto all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08 con riferimento a tutti i contratti di cui è parte venditrice, escluse le partite infragruppo.

2.3 Dalla compensazione sono comunque esclusi i contratti o i quantitativi relativi alle partite infragruppo.

Articolo 3

Criteri per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita al dettaglio

3.1 Per ogni contratto in cui l'esercente la vendita al dettaglio risulta parte acquirente, il valore massimo riconoscibile dell'onere non altrimenti recuperabile è pari a:

$$COMP_D = \Delta CCI * q_{gas} * P$$

dove:

- ΔCCI è la differenza, pari a 0,1710 €/GJ, tra il valore del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso delle condizioni economiche di fornitura calcolato applicando la soglia di invarianza e il valore del medesimo corrispettivo calcolato rimuovendo tale soglia;
- q_{gas} è il volume di gas naturale, espresso in Smc, fornito ai clienti finali in regime di tutela imputabile al contratto oggetto dell'istanza; con riferimento ai volumi relativi a punti di riconsegna dotati di gruppi di misura volumetrici sprovvisti di apparecchiature per la correzione del volume si applica il coefficiente di adeguamento M;
- P è il potere calorifico superiore convenzionale, espresso in GJ/Smc.

3.2 Per ogni esercente la vendita al dettaglio che intende formulare una o più istanze, la somma dei volumi q_{gas} non può eccedere il totale dei volumi forniti, dal medesimo esercente, ai clienti finali in regime di tutela al netto dei volumi imputabili a contratti

di approvvigionamento che sono stati oggetto di rimozione delle clausole di invarianza e dei volumi imputabili a partite infragruppo.

3.3 L'esercente la vendita al dettaglio pone in essere le seguenti azioni, con modalità che ne consentano l'attestazione qualora richiesto, nei confronti della parte venditrice del contratto che, alla data di pubblicazione del presente provvedimento, non ha ancora adempiuto all'obbligo di cui al comma 2.2 della deliberazione ARG/gas 192/08:

a) comunicazioni volte ad ottenere la proposta di cui al comma 2.2 della deliberazione ARG/gas 192/08;
b) trasmissione dei volumi forniti ai clienti finali in regime di tutela imputabili al contratto, se richiesto dalla parte venditrice;
c) risposte ad eventuali richieste di chiarimenti e di informazioni effettuate dalla parte venditrice al fine di poter formulare la proposta di cui al comma 2.2 della deliberazione ARG/gas 192/08.

3.4 L'esercente la vendita al dettaglio ha diritto al riconoscimento dell'ammontare $COMP_D$ di cui al comma 3.1 per una quota pari al:

a) 100% se adempie al disposto di cui al comma 3.3 o nel caso in cui il contratto non contempla clausole di invarianza;
b) 80% in caso di mancato adempimento.

Articolo 4

Criteri per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita all'ingrosso

4.1 Per ogni contratto in cui l'esercente la vendita all'ingrosso è parte acquirente, il valore massimo riconoscibile è pari al valore assoluto di:

$$COMP_I = [\ (R\text{-}C) * Q_{gas}\ ] + SC \qquad R\text{-}C<0\ ;\ COMP_I<0$$

dove:

- R è pari al ricavo unitario di competenza del trimestre gennaio - marzo 2009 definito come media ponderata dei prezzi di vendita risultanti dai contratti in portafoglio nel medesimo periodo in cui l'esercente risulta parte venditrice, utilizzando come pesi i volumi previsti nei medesimi contratti di vendita;
- C è pari al costo unitario di competenza del trimestre gennaio – marzo 2009 definito come costo medio annuo attribuibile al sopraccitato trimestre;
- (R-C) è la perdita unitaria, o l'incremento di una perdita, esclusivamente imputabile all'applicazione dell'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08;
- Q_{gas} è il volume di gas naturale, espresso in Smc, imputabile al contratto oggetto dell'istanza fornito, al termine della catena di cessioni a valle, ai clienti finali in regime di tutela; tale volume è determinato secondo le modalità di cui all'articolo 5;
- SC è l'eventuale valore proposto dall'esercente la vendita all'ingrosso parte venditrice del contratto, a titolo di rimozione delle clausole di invarianza, e incassato dall'esercente la vendita parte acquirente malgrado sia ritenuto non coerente con la direttiva di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08.

4.2 Per ogni esercente la vendita all'ingrosso che intende formulare una o più istanze, la somma dei volumi Q_{gas} non può eccedere il valore complessivo dei volumi comunicati al proponente l'istanza dagli esercenti a valle della catena di cessioni ai sensi dell'articolo 5, al netto dei volumi imputabili a contratti di approvvigionamento

che sono stati oggetto di rimozione delle clausole di invarianza e dei volumi imputabili a partite infragruppo.

4.3 L'esercente la vendita all'ingrosso pone in essere, con modalità che ne consentano l'attestazione qualora richiesto, nei confronti della parte venditrice che non avesse ancora adempiuto, alla data di pubblicazione del presente provvedimento, all'obbligo di cui al comma 2.2 della deliberazione ARG/gas 192/08:
   a) comunicazioni volte ad ottenere la proposta di cui al comma 2.2 della deliberazione ARG/gas 192/08;
   b) trasmissione dei volumi imputabili al contratto forniti, a valle della catena di cessioni, ai clienti finali in regime di tutela, se richiesta dalla parte venditrice;
   c) risposte ad eventuali richieste di chiarimenti e di informazioni effettuate dalla parte venditrice al fine di poter formulare la proposta di cui al comma 2.2 della deliberazione ARG/gas 192/08.

4.4 L'esercente la vendita all'ingrosso, ha diritto al riconoscimento di un ammontare $COMP_I$, in valore assoluto, di cui al comma 4.1, per una quota pari al:
   a) 100% se adempie al disposto di cui al comma 4.3 o nel caso in cui il contratto non contempla clausole di invarianza;
   b) 80% in caso di mancato adempimento.

Articolo 5

Obblighi in capo agli esercenti la vendita al fine della compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili

5.1 Gli esercenti la vendita di cui al comma 2.1 della deliberazione ARG/gas 192/08 adempiono all'obbligo di cui al comma 2.2 della medesima deliberazione entro il 15 settembre 2009.

5.2 Al fine della quantificazione del parametro Q_{gas} di cui al comma 4.1, l'esercente la vendita all'ingrosso che formula l'istanza può chiedere agli esercenti la vendita a valle con cui ha stipulato contratti, di comunicare la quota parte dei volumi oggetto dei suddetti contratti utilizzati per fornire i clienti finali in regime di tutela.

5.3 Ciascun esercente la vendita a valle di cui al comma 5.2 che non risulta essere venditore al dettaglio, almeno per una quota parte dei volumi di gas, è tenuto a ripetere la richiesta agli esercenti la vendita cui ha venduto il gas e a comunicarne, entro 15 (quindici) giorni dalla prima richiesta, gli esiti all'esercente a monte che deve formulare l'istanza.

5.4 Con riferimento ai volumi non effettivamente misurati che concorrono alla determinazione dei quantitativi di gas per cui si richiede la compensazione, gli esercenti la vendita sono tenuti ad integrare le istanze entro 15 (quindici) giorni dalla data in cui tutte le misure si rendono disponibili.

Articolo 6

Istanza per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili

6.1 Ai fini del riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili, ciascun esercente la vendita al dettaglio o esercente la vendita all'ingrosso è tenuto a presentare, per ogni contratto, apposita istanza utilizzando il modello contenuto, rispettivamente, nell'Allegato A o nell'Allegato B al presente provvedimento.

6.2 L'istanza costituisce autocertificazione ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445.

6.3 L'istanza deve essere presentata, a pena di decadenza, entro le ore 12.00 del 30 ottobre 2009 alla Cassa secondo le seguenti modalità:
   a) in versione originale in busta chiusa, recando sulla busta la dicitura "Istanza per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili ex delibera ARG/gas192/08";
   b) in copia all'indirizzo di posta elettronica appositamente definito dalla Cassa, indicando nell'oggetto del messaggio "Istanza per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili ex delibera ARG/gas 192/08".

6.4 La Cassa verifica la completezza e la coerenza dell'istanza e, se del caso, invita l'esercente la vendita ad effettuare, a pena di decadenza, le opportune integrazioni entro i 10 (dieci) giorni lavorativi successivi, secondo le modalità dalla medesima definite.

6.5 Entro il 15 dicembre 2009, la Cassa comunica all'Autorità l'esito delle verifiche delle istanze ricevute, indicando almeno i seguenti elementi:
   a) il numero e i riferimenti delle istanze positivamente verificate nonché l'ammontare degli importi da corrispondere a titolo di compensazione;
   b) il numero e i riferimenti delle istanze decadute, indicandone i relativi importi.

Articolo 7
Erogazione degli importi a titolo di compensazione per gli oneri non altrimenti recuperabili

7.1 La Cassa, sentita l'Autorità, entro il 30 aprile 2010 provvede ad erogare, a titolo di acconto, nei limiti delle disponibilità di cassa del "Fondo a copertura degli oneri non altrimenti recuperabili" di cui all'articolo 4 della deliberazione ARG/gas 40/09, gli importi a compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili.

7.2 Nel caso in cui la disponibilità di cassa del Fondo di cui al comma 7.1 non sia sufficiente al pagamento degli importi riconosciuti, la Cassa provvede ad erogare a ciascun esercente la vendita avente diritto una somma a titolo di acconto calcolata in funzione del peso dell'ammontare della compensazione di competenza del medesimo esercente rispetto al totale delle compensazioni riconosciute.

7.3 Successivamente all'1 luglio 2010, la Cassa provvede a riconoscere le partite economiche residue.

Articolo 8
Disposizioni finali

8.1 Il presente provvedimento è trasmesso alla Cassa ed è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 30 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Esercenti la vendita al dettaglio.

Istanza per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili ai sensi del comma 4.1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08.

☐ Prima istanza

☐ Rettifica ai sensi del comma 5.4 della deliberazione ARG/gas 106/09, dell'istanza presentata il ___________[1]

L'esercente la vendita al dettaglio…………………..………………………………..,
con sede legale in .... via ....……………………………………,
Cod. Fisc./ Part. I.V.A. ...., iscrizione Tribunale n. .... , nella persona del Sig. ...., nato a .... e domiciliato per la carica in .... (di seguito: dichiarante), in qualità di legale rappresentante, dopo essere stato ammonito, secondo quanto prescritto dal DPR 28 dicembre 2000, n. 445, sulla responsabilità penale cui possa andare incontro in caso di dichiarazioni mendaci, ai sensi dell'articolo 47 del medesimo DPR

D I C H I A R A

1. Di essere parte acquirente di un contratto di approvvigionamento di gas naturale (di seguito: contratto) n.______________________stipulato con l'esercente la vendita all'ingrosso…………………………………………… con sede legale in .... via ....……………………………………, Cod. Fisc./ Partita IVA ……………………………..…che non appartiene al medesimo gruppo societario del dichiarante.
2. Che il contratto[2]:
   - ☐ prevede modalità di aggiornamento delle condizioni economiche mediante clausola di invarianza e la controparte venditrice del contratto non ha formulato, nel rispetto delle tempistiche previste dall'Autorità, una proposta *coerente* con il disposto di cui di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08; inoltre:
   - ☐ sono state poste in essere, da parte del dichiarante, le azioni di cui al comma 3.3 della deliberazione ARG/gas 106/09 e di poterlo attestare, qualora richiesto, con idonea documentazione;
   - ☐ NON sono state poste in essere, da parte del dichiarante, le azioni di cui al comma 3.3 della deliberazione ARG/gas 106/09;
   - ☐ non contempla clausole di invarianza.
3. Che il volume q_{gas} imputabile al contratto rispetta i criteri di cui al comma 3.2 della deliberazione ARG/gas 106/09 ed è pari a __________________Smc.

---

[1] Nel modulo di rettifica devono essere indicati i valori economici e le quantità differenziali rispetto alla precedente istanza.

[2] Indicare se il contratto di approvvigionamento prevede una clausola di invarianza e, in caso affermativo, se sono state poste in essere le azioni di cui al comma 3.3 della delibera ARG/gas 106/09.

4. Che il volume complessivamente fornito dal dichiarante ai clienti finali in regime di tutela nel trimestre gennaio-marzo 2009 è pari a____________Smc, di cui:
   a. __________Smc sono stati oggetto di rimozione delle clausole di invarianza da parte degli esercenti la vendita all'ingrosso;
   b. _________Smc sono imputabili a partite infragruppo.
5. Che il valore massimo riconoscibile dell'onere non altrimenti recuperabile $COMP_D$, di cui al comma 3.1 della deliberazione ARG/gas 106/09 è pari a _____________€

C H I E D E

tenuto conto di quanto dichiarato e per gli effetti della deliberazione ARG/gas 106/09, l'erogazione, a titolo di compensazione di cui al comma 4.1 della deliberazione ARG/gas 192/08, della seguente somma[3]__________________€.

Ai sensi dell'articolo 38 del DPR n. 445/2000 e successive modificazioni ed integrazioni, si allega copia del documento di identità del sottoscrittore, Sig.________________________.

Luogo e data
Firma del legale rappresentante

[3] La somma richiesta è calcolata ai sensi del comma 3.4 della deliberazione ARG/gas 106/09.

ALLEGATO *B*

Esercenti la vendita all'ingrosso.

Istanza per il riconoscimento degli oneri non altrimenti recuperabili ai sensi del comma 4.1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08.

- ☐ Prima istanza
- ☐ Rettifica ai sensi del comma 5.4 della deliberazione ARG/gas 106/09, dell'istanza presentata il ___________[1]

L'esercente la vendita all'ingrosso ……………….………………………………..,
con sede legale in .... via ....…………………………………., Cod. Fisc./ Part. I.V.A. ...., iscrizione Tribunale n. .... , nella persona del Sig. ...., nato a .... e domiciliato per la carica in .... (di seguito: dichiarante), in qualità di legale rappresentante, dopo essere stato ammonito, secondo quanto prescritto dal DPR 28 dicembre 2000, n. 445, sulla responsabilità penale cui possa andare incontro in caso di dichiarazioni mendaci, ai sensi dell'articolo 47 del medesimo DPR

D I C H I A R A

1. Di aver adempiuto all'articolo 2 della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 192/08 con riferimento a tutti i contratti di cui è parte venditrice, escluse le partite infragruppo.

2. Di essere parte acquirente di un contratto di approvvigionamento di gas naturale (di seguito: contratto) n.______________________stipulato con l'esercente la vendita all'ingrosso…………………………………………… con sede legale in .... via ....…………………………………., Cod. Fisc./ Partita IVA …………………………..…che non appartiene al medesimo gruppo societario del dichiarante.
3. Che il contratto[2]:
   - ☐ prevede modalità di aggiornamento delle condizioni economiche mediante clausola di invarianza e la controparte venditrice del contratto non ha formulato, nel rispetto delle tempistiche previste dall'Autorità, una proposta *coerente* con il disposto di cui di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08; inoltre:
   - ☐ sono state poste in essere, da parte del dichiarante, le azioni di cui al comma 4.3 della deliberazione ARG/gas 106/09 e di poterlo attestare, qualora richiesto, con idonea documentazione;

---

[1] Nel modulo di rettifica devono essere indicati i valori economici e le quantità differenziali rispetto alla precedente istanza.

[2] Indicare se il contratto di approvvigionamento prevede una clausola di invarianza e, in caso affermativo, se sono state poste in essere le azioni di cui al comma 4.3 della delibera ARG/gas 106/09.

☐ NON sono state poste in essere, da parte del dichiarante, le azioni di cui al comma 4.3 della deliberazione ARG/gas 106/09 ai sensi della direttiva di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08;

☐ NON contempla clausole di invarianza.

4. Che il volume Q_{gas} imputabile al contratto rispetta i criteri di cui al comma 4.2 della deliberazione ARG/gas 106/09 ed è pari a ______________Smc.
5. Che il volume complessivo comunicato al proponente l'istanza dagli esercenti a valle della catena di cessioni e fornito ai clienti finali in regime di tutela nel trimestre gennaio-marzo 2009 è pari a__________Smc, di cui:
   a. ________Smc sono stati oggetto di rimozione delle clausole di invarianza ad opera degli esercenti la vendita controparti venditrici nei contratti all'ingrosso;
   b. ________Smc sono imputabili a partite infragruppo.
6. Di:

   ☐ aver incassato dalla controparte venditrice un importo SC, di cui al comma 4.1 della deliberazione ARG/gas 106/09 pari, a _______ €, ritenuto *non coerente* con la direttiva di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08.

   ☐ NON aver incassato alcun importo dalla controparte ai sensi della direttiva di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 192/08.
7. Che il valore massimo dell'onere non altrimenti recuperabile ai sensi del comma 4.1 della deliberazione ARG/gas 106/09 è pari, in valore assoluto, a ___________€

C H I E D E

tenuto conto di quanto dichiarato e per gli effetti della deliberazione ARG/gas 106/09, l'erogazione, a titolo di compensazione di cui al comma 4.1 della deliberazione ARG/gas 192/08, della seguente somma[3]______________€

Ai sensi dell'articolo 38 del DPR n. 445/2000 e successive modificazioni ed integrazioni, si allega copia del documento di identità del sottoscrittore,
Sig.____________________.
Luogo e data
Firma del legale rappresentante

[3] La somma richiesta è calcolata ai sensi del comma 4.4 della deliberazione ARG/gas 106/09

09A10140

DELIBERAZIONE 30 luglio 2009.

Disposizioni in materia di modalità economiche di offerta presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas di aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 luglio 2007 e di quote del gas naturale importato, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 marzo 2008. (Deliberazione n. ARG/gas 108/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 luglio 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- l'articolo 11 del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con legge 2 aprile 2007, n. 40 (di seguito: decreto legge n. 7/07);
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 luglio 2007 (di seguito: decreto 12 luglio 2007), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 176 del 31 luglio 2007;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (di seguito: il Ministro) 19 marzo 2008 (di seguito: decreto 19 marzo 2008), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 114 del 16 maggio 2008;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 17 luglio 2002, n. 137/02 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2004, n. 22/04 (di seguito: deliberazione n. 22/04);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2007, n. 56/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2007, n. 162/07 (di seguito: deliberazione n. 162/07);
- la deliberazione dell'Autorità 22 novembre 2007, n. 291/07 (di seguito: deliberazione n. 291/07);
- la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2007, n. 326/07 (di seguito: deliberazione n. 326/07);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2008, ARG/gas 112/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 112/08);

- la deliberazione dell'Autorità 16 settembre 2008, ARG/gas 124/08;
- la deliberazione dell'Autorità 4 marzo 2009, ARG/gas 24/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 24/09);
- la deliberazione dell'Autorità 18 maggio 2009, VIS 49/09, con la quale l'Autorità ha irrogato una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, nei confronti della società Edison S.p.A. per la violazione delle disposizioni contenute nella deliberazione n. 326/07 in materia di modalità economiche delle offerte di cessione delle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato;
- il disegno di legge S.1195-B recante disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia approvato definitivamente dal Senato il 9 luglio 2009 e non ancora pubblicato (di seguito: disegno di legge S.1195-B).

Considerato che:

- l'articolo 11, comma 1, del decreto legge n. 7/07 prevede che le aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato, a decorrere da quelle dovute per l'anno 2006, siano cedute dai titolari delle concessioni di coltivazione presso il mercato regolamentato della capacità e del gas di cui all'articolo 13 della deliberazione n. 137/02 (di seguito: mercato regolamentato), e secondo le modalità di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 22/04;
- il medesimo articolo 11, comma 1, stabilisce che le modalità di cessione delle predette aliquote siano stabilite con decreto del Ministro, sentita l'Autorità; e che tale provvedimento è stato adottato dal Ministro con il decreto 12 luglio 2007, dopo aver acquisito il prescritto parere dell'Autorità, espresso con deliberazione n. 162/07;
- il decreto 12 luglio 2007 stabilisce, all'articolo 1, commi 1 e 2, che la cessione delle predette aliquote relative a ciascun anno sia effettuata presso il mercato regolamentato con quote mensili uguali secondo tempistiche differenziate in ragione dell'entità delle medesime aliquote; e, al comma 4, che le modalità economiche di tali offerte siano definite dall'Autorità;
- l'articolo 1, comma 5, del medesimo decreto stabilisce le modalità di determinazione del corrispettivo dovuto dal titolare allo Stato per la quota delle predette aliquote che non risulti venduta presso il mercato regolamentato;
- la cessione delle aliquote è prevista, ai sensi del decreto 12 luglio 2007, secondo quote mensili decorrenti rispettivamente:
  a) dal mese di ottobre dell'anno di riferimento al mese di marzo dell'anno successivo (sei mesi), ove le aliquote siano superiori a 20 milioni di Smc di gas naturale, ovvero
  b) dal mese di gennaio al mese di marzo dell'anno successivo a quello di riferimento (tre mesi), nel caso in cui le aliquote siano pari o inferiori a 20 milioni di Smc e superiori a 5 milioni di Smc di gas naturale;
- l'articolo 11, comma 2, del decreto legge n. 7/07 prevede che le autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, rilasciate dal Ministero dello sviluppo economico (di seguito: il Ministero) ai

sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 164/00, siano subordinate all'obbligo di offerta, presso il mercato regolamentato, di una quota del gas importato;

- il medesimo articolo 11, comma 2, dispone che il Ministero definisca con decreto la predetta quota di offerta, in misura rapportata ai volumi complessivamente importati e che le modalità di offerta, secondo principi trasparenti e non discriminatori, siano determinate dall'Autorità; e che tale provvedimento è stato adottato con il decreto 19 marzo 2008, dopo aver acquisito il parere dell'Autorità, espresso con deliberazione n. 291/07;
- il decreto 19 marzo 2008 stabilisce, all'articolo 1, comma 2, che l'offerta delle predette quote sia effettuata entro i termini indicati dall'Autorità, e comunque entro l'anno termico successivo a quello cui si riferiscono le importazioni soggette all'obbligo di offerta;
- l'offerta di una quota del gas importato è determinata secondo i seguenti criteri, definiti nel decreto 19 marzo 2008:
  a) nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata pluriennale, relativi a gas prodotto in Paesi dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, il 10% del volume importato nel corso di ogni anno termico, ovvero
  b) nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata pluriennale, relativi a gas prodotto in Paesi diversi da quelli dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, il 7% del volume importato nel corso di ogni anno termico, ovvero
  c) nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata non superiore ad un anno e relativi a un volume totale, nel corso di ciascun anno termico, non inferiore a 100 milioni di Smc, riferito alla somma dei volumi di tutti i contratti, di durata non superiore ad un anno, relativi a soggetti tra i quali sussista un rapporto di controllo o collegamento ai sensi dell'articolo 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287, ovvero siano controllati dalla medesima società, il 5% del volume complessivamente importato nell'ambito dei contratti stessi.

Considerato inoltre che:

- con la deliberazione ARG/gas 112/08 l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di modalità economiche di offerta delle aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato per l'anno 2007, ai sensi del decreto 12 luglio 2007, e di una parte delle quote del gas naturale importato da offrire entro l'anno termico 2008/2009, ai sensi del decreto 19 marzo 2008, prevedendone la cessione mediante procedure concorsuali ad evidenza pubblica;
- con la deliberazione ARG/gas 24/09 ha confermato per la rimanente parte delle quote del gas naturale importato da offrire entro l'anno termico 2008/2009, le modalità di offerta contenute nella deliberazione ARG/gas 112/08 prevedendo la sola modifica del momento di fissazione del prezzo minimo da parte dell'offerente;

- l'articolo 30 del disegno di legge S.1195-B prevede:
  - al comma 1, che la gestione economica del mercato del gas naturale sia affidata in esclusiva al Gestore del mercato elettrico il quale organizza il mercato del gas naturale secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza, sulla base di una disciplina predisposta dal medesimo gestore ed approvata con decreto del Ministro sentite le competenti Commissioni parlamentari e l'Autorità;
  - al comma 2, che il Gestore del mercato elettrico, entro sei mesi dall'entrata in vigore della legge, assuma la gestione delle offerte di acquisto e vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico;
- a seguito della definizione della disciplina del mercato del gas naturale di cui al precedente alinea l'Autorità potrà valutare l'opportunità che le prescrizioni legislative e regolamentari di offerta ai sensi dell'articolo 11, commi 1 e 2, del decreto legge n. 7/07, con riferimento alle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti dovute allo Stato ed alle quote del gas importato da Paesi non appartenenti all'Unione Europea, siano ottemperate presso il predetto mercato del gas naturale.

Ritenuto che:

- sia necessario, nelle more della definizione della disciplina del mercato del gas naturale sopra citato, confermare le modalità definite nelle deliberazioni ARG/gas 112/08 e 24/09 per l'offerta delle aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato per l'anno 2008, ai sensi del decreto 12 luglio 2007, e delle quote del gas naturale importato da offrire entro l'anno termico 2009/2010, ai sensi del decreto 19 marzo 2008;
- sia opportuno che le modalità ed i termini per l'assegnazione di lotti mensili delle quote di importazione con consegna nei mesi estivi dell'anno 2010 siano definiti con successivo provvedimento dell'Autorità, anche al fine di valutare l'opportunità di una loro offerta nell'ambito del mercato del gas naturale di cui all'articolo 30 del disegno di legge S.1195-B

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 164/00 e le seguenti definizioni:
   a. aliquote sono le aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas naturale dovute da ciascun titolare allo Stato per l'anno 2008 per il complesso delle rispettive concessioni di coltivazione, espresse in Smc;

b. importatore è il soggetto cui il Ministero ha rilasciato autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 164/00 e che è tenuto ad offrire quote da importazione;
c. quote da importazione sono le quote del volume di gas naturale importato da Paesi non appartenenti all'Unione europea da offrire presso il mercato regolamentato, ai sensi dell'articolo 1 del decreto 19 marzo 2008, entro l'anno termico 2009 - 2010;
d. Punto di Scambio Virtuale o PSV è il punto virtuale della rete nazionale dei gasdotti, situato tra i punti di entrata e di uscita della medesima rete, presso il quale i soggetti abilitati possono effettuare scambi e cessioni di gas, individuato, nell'ambito delle modalità di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 22/04, quale mercato regolamentato ai sensi dell'articolo 13 della deliberazione n. 137/02;
e. Smc sta per standard metri cubi;
f. titolare è il soggetto titolare di concessioni di coltivazione di giacimenti di gas naturale che, ai sensi del decreto 12 luglio 2007, è tenuto a corrispondere allo Stato aliquote superiori a 5 milioni di Smc.

Articolo 2
Oggetto e ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento definisce:
a) ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del decreto 12 luglio 2007, le modalità economiche di offerta, presso il mercato regolamentato, delle aliquote;
b) ai sensi dell'articolo 11, comma 2, del decreto legge n. 7/07, le modalità di offerta, presso il medesimo mercato regolamentato, delle quote da importazione.

Articolo 3
Requisiti di partecipazione

3.1 Hanno titolo a partecipare alle procedure di cui al successivo comma 4.1 tutti i soggetti abilitati ad operare al Punto di Scambio Virtuale.

Articolo 4
Condizioni generali per la cessione delle aliquote e l'offerta delle quote da importazione

4.1 La cessione delle aliquote e l'offerta delle quote da importazione viene effettuata, rispettivamente da ciascun titolare e da ciascun importatore, mediante procedure concorsuali ad evidenza pubblica, nel rispetto dei criteri e con le modalità di seguito definite.
4.2 La consegna del gas naturale oggetto dei contratti conclusi in esito alle procedure concorsuali di cui al comma 4.1 avviene al Punto di Scambio Virtuale.

4.3 Ai fini dell'offerta nelle procedure concorsuali di cui al comma 4.1, le aliquote e le quote da importazione sono suddivise in lotti, caratterizzati da quantitativi giornalieri costanti in tutto il periodo di consegna, secondo quanto previsto al successivo articolo 5.

4.4 Ai fini dell'offerta dei lotti corrispondenti alle quote da importazione, l'importatore può prevedere un prezzo minimo di vendita per ciascun lotto.

4.5 Il prezzo minimo di cui al comma 4.4 deve essere determinato nello stesso giorno fissato dall'importatore come termine per la presentazione delle offerte e comunque prima dell'apertura delle offerte ricevute da parte dei partecipanti alle procedure di cui al comma 4.1 e non deve essere reso noto prima della conclusione delle procedure stesse.

Articolo 5
Definizione dei lotti

5.1 Ciascun titolare offre, alle condizioni di cui al precedente articolo 4, le aliquote di sua competenza, suddividendole in lotti secondo i seguenti criteri:

a) ciascun lotto ha un periodo di consegna corrispondente ad un mese (lotti mensili);
b) in caso di aliquote superiori a 20 milioni di Smc, i lotti hanno periodo di consegna corrispondente a ciascuno dei mesi da ottobre 2009 a marzo 2010 e il numero di lotti è lo stesso in tutti i medesimi mesi;
c) in caso di aliquote pari o inferiori a 20 milioni di Smc, i lotti hanno periodo di consegna corrispondente a ciascuno dei mesi da gennaio 2010 a marzo 2010 e il numero di lotti è lo stesso in tutti i medesimi mesi;
d) il numero di lotti in ciascuno dei mesi di cui, rispettivamente, alle lettere b) e c) che precedono è pari almeno a 2;
e) il quantitativo di gas associato a ciascun lotto è il più prossimo a 100'000 GJ.

5.2 Ciascun importatore offre, alle condizioni di cui al precedente articolo 4, le quote da importazione di sua competenza, suddividendole in lotti secondo i seguenti criteri:

a) ciascun lotto può avere un periodo di consegna corrispondente a ciascuno dei mesi da ottobre 2009 a settembre 2010 (lotti mensili) o corrispondente all'intero periodo compreso tra i medesimi mesi (lotti annuali);
b) il quantitativo di gas associato a ciascun lotto annuale non può essere superiore a 400'000 GJ;
c) il quantitativo di gas associato a ciascun lotto mensile non può essere superiore a 100'000 GJ;
d) il quantitativo di gas corrispondente, in ciascun mese, all'insieme dei lotti offerti non può essere inferiore al 7% delle medesime quote da importazione;
e) qualora le quote da importazione risultino pari o superiori a 50 milioni di Smc, il quantitativo di gas corrispondente all'insieme dei lotti annuali deve essere pari o superiore al 30% delle medesime quote da importazione.

Articolo 6
Criteri di assegnazione

6.1 Ciascuna offerta di acquisto, presentata dai richiedenti in busta chiusa nell'ambito delle procedure di cui al comma 4.1, dovrà contenere:
   a. il numero di lotti richiesti per ciascuna tipologia (lotto annuale o lotti mensili distinti per mese di consegna);
   b. il corrispettivo offerto per l'assegnazione di ciascun lotto e l'impegno irrevocabile assunto dal richiedente ad acquistare i lotti di cui risulti assegnatario, valorizzati al corrispettivo di assegnazione.

6.2 I lotti sono assegnati, separatamente per ciascuna tipologia (lotto annuale o lotti mensili distinti per mese di consegna), secondo l'ordine di merito delle offerte di acquisto, stilato in base a valori decrescenti del corrispettivo offerto per l'acquisto di ciascun lotto, e l'ordine di merito delle offerte di vendita, stilato in base a valori crescenti del prezzo minimo di vendita di ciascun lotto, in modo da massimizzare il valore netto delle transazioni concluse in esito all'assegnazione.

6.3 Ai fini dell'assegnazione delle aliquote, il prezzo minimo di offerta di cui comma 6.2 è convenzionalmente fissato pari a zero.

6.4 Il valore netto delle transazioni di cui al comma 6.2 è pari alla differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita, determinati come prodotto tra i rispettivi prezzi e le rispettive quantità.

6.5 Qualora più soggetti offrano il medesimo corrispettivo per uno stesso lotto, l'assegnazione verrà effettuata dal titolare a mezzo sorteggio.

6.6 Il corrispettivo di assegnazione, pagato per ciascun lotto dal soggetto assegnatario, è pari al corrispettivo dell'ultima offerta di acquisto accettata in ciascuna assegnazione.

Articolo 7
Termini per lo svolgimento delle procedure concorsuali

7.1 Ai fini dell'assegnazione delle aliquote, ciascun titolare pubblica sul proprio sito internet, entro il 10 settembre 2009, le modalità di svolgimento della procedura di assegnazione di tutti i lotti mensili di propria competenza, relativi a ciascuno dei mesi da ottobre 2009 a marzo 2010.

7.2 L'assegnazione delle aliquote dovrà essere completata entro il 25 settembre 2009.

7.3 Ai fini dell'assegnazione delle quote da importazione, ciascun importatore pubblica sul proprio sito internet, entro il 10 settembre 2009, le modalità di svolgimento della procedura di assegnazione dei lotti mensili di propria competenza, relativi a ciascuno dei mesi da ottobre 2009 a marzo 2010 e dei lotti annuali di propria competenza.

7.4 L'assegnazione delle quote da importazione corrispondenti ai lotti di cui al comma 7.3 dovrà essere completata entro il 25 settembre 2009.

Articolo 8

Obblighi informativi in capo al titolare e all'importatore

8.1 Ciascun titolare, ai fini del monitoraggio di cui all'articolo 1, comma 6, del decreto 12 luglio 2007, entro i 3 giorni lavorativi successivi alla conclusione della procedura di assegnazione:

a) comunica all'Autorità ed al Ministero, su supporto informatico, l'esito della medesima procedura, indicando per ciascun richiedente il numero di lotti richiesti, la relativa offerta economica e i lotti assegnati;

b) pubblica sul proprio sito internet i dati di sintesi relativi agli esiti della procedura, indicando in particolare il numero dei richiedenti, il numero dei lotti assegnati in relazione a quelli offerti per ciascun mese ed il corrispettivo di assegnazione.

8.2 Ai sensi di quanto previsto all'articolo 1, comma 3, del decreto 19 marzo 2008, ciascun importatore trasmette al Ministero ed all'Autorità, entro il 30 novembre 2009, una relazione nella quale sono indicate le autorizzazioni all'importazione e i volumi effettivamente importati da offrire presso il mercato regolamentato entro l'anno termico 2009 - 2010.

8.3 Ciascun importatore, con almeno 2 giorni di anticipo rispetto al termine - previsto dal medesimo importatore nell'ambito delle modalità di svolgimento della procedura di assegnazione di cui al comma 7.3 - per la presentazione delle offerte da parte degli operatori, comunica all'Autorità, su supporto informatico, l'elenco dei lotti offerti in vendita dal medesimo importatore precisando, per ciascun lotto:

- il periodo di consegna;
- il corrispondente quantitativo di gas.

8.4 Ciascun importatore contestualmente al termine - previsto dal medesimo importatore nell'ambito delle modalità di svolgimento della procedura di assegnazione di cui al comma 7.3 - per la presentazione delle offerte da parte degli operatori, e comunque prima dell'apertura delle offerte ricevute, comunica all'Autorità, su supporto informatico l'eventuale prezzo minimo previsto per ciascun lotto.

8.5 Ciascun importatore, entro i 3 giorni lavorativi successivi alla conclusione della procedura di assegnazione:

a) comunica all'Autorità, su supporto informatico:

i) l'elenco dei lotti offerti in acquisto dai partecipanti alla procedura precisando, per ciascun lotto:
   - il soggetto che ha presentato l'offerta;
   - il periodo di consegna;
   - il corrispondente quantitativo di gas;
   - il prezzo offerto;
   - se il lotto è stato oggetto di assegnazione;

ii) il prezzo di assegnazione per ciascuna tipologia di lotti (identificata sulla base del periodo di consegna);

iii) ogni informazione disponibile relativa a contratti conclusi dal medesimo importatore che abbiano a riferimento qualunque parametro determinato in esito alla procedura di assegnazione;

b) pubblica sul proprio sito internet le informazioni di cui alla lettera a) che precede, omettendo esclusivamente l'identità dei soggetti che hanno presentato le offerte di cui al punto i) della medesima lettera.

8.6 Le informazioni per l'Autorità di cui ai commi precedenti dovranno essere trasmesse mediante un messaggio di posta elettronica all'indirizzo mercati@autorita.energia.it avente per oggetto il testo: "offerta di aliquote o quote".

Articolo 9
Disposizioni finali

9.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 30 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

09A10141

DELIBERAZIONE 21 luglio 2009.

Misure per la semplificazione delle attività di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas: ricognizione dei provvedimenti, relativi agli anni 1999, 2000 e 2001, che hanno esaurito i loro effetti. (Deliberazione n. GOP 33/09).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 luglio 2009

Visti:

- l'art. 97 della Costituzione, nella parte in cui sancisce il principio generale del buon andamento ed imparzialità dell'azione amministrativa;
- la legge 7 agosto 1990, n. 241, come successivamente modificata ed integrata, recante "Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi", nella parte in cui stabilisce, in particolare, i principi di economicità, efficacia, pubblicità e trasparenza dell'azione amministrativa;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità";
- la legge 18 febbraio 2009, n. 9 di "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 22 dicembre 2008, n. 200, recante misure urgenti in materia di semplificazione normativa";
- la legge 18 giugno 2009, n. 69 recante **"**Disposizioni per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività nonché in materia di processo civile";
- il documento della Commissione Europea del 14 novembre 2006, titolato "Premier rapport sur la mise en oeuvre de la stratégie de simplification de l'environnement réglementaire";
- il documento del Senato della Repubblica, maggio 2008, titolato "La semplificazione normativa";
- la determinazione del Direttore Generale 12 febbraio 2008, n. 13/2008, recante "Istituzione di un Nucleo interdirezionale per la semplificazione della regolazione" (di seguito: Nucleo per la semplificazione);
- il programma di lavoro elaborato dal Nucleo per la semplificazione, sulla base degli indirizzi forniti dal Collegio e delle direttive del Segretario Generale, sentito il Direttore Generale;

- la deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 3 luglio 2008, GOP 36/08 (di seguito: deliberazione GOP 36/08), recante “Misure per la semplificazione delle attività di regolazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas: prima ricognizione dei provvedimenti, relativi agli anni 2005-2006-2007, che hanno esaurito i loro effetti”;
- la deliberazione dell’Autorità 8 gennaio 2009, GOP 1/09, recante “Adozione del Piano Strategico Triennale 2009-2011 dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas”, nella parte in cui, in particolare, conferma, come obiettivo strategico dell’Autorità, il miglioramento della qualità della regolazione, anche attraverso la sua semplificazione;
- la deliberazione dell’Autorità 22 aprile 2009, GOP 16/09, recante “Misure per la semplificazione delle attività di regolazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas: ricognizione dei provvedimenti, relativi agli anni 2002, 2003, 2004, che hanno esaurito i loro effetti”.

Considerato che:

- il tema generale della semplificazione amministrativa è, da qualche anno, al centro di iniziative di natura legislativa e amministrativa, a livello sia comunitario che nazionale;
- gli obiettivi di “miglior regolazione” e semplificazione degli atti normativi rientrano nell’ambito della cosiddetta “strategia di Lisbona”, elaborata dal Consiglio europeo nel marzo del 2000 e sviluppata dai Consigli europei degli anni successivi;
- l’esercizio delle funzioni di regolazione da parte dell’Autorità ha comportato, nel tempo, la produzione di un corpo normativo complesso, sia attraverso la successione di discipline regolatorie innovative che in esito ad attività provvedimentali di manutenzione dell’assetto regolatorio esistente;
- tali processi hanno determinato, tra l’altro, una diversificazione qualitativa e strutturale dei provvedimenti adottati;
- in ragione di quanto sopra descritto, è emersa la necessità, anche per l’Autorità, di adottare misure volte alla semplificazione delle attività di regolazione, tra le quali la ricognizione dei provvedimenti che hanno esaurito i propri effetti. Ciò anche al fine di rendere più agevoli, ai soggetti interessati, la ricerca e la consultazione delle discipline regolatorie effettivamente vigenti;
- con deliberazioni GOP 36/08 e GOP 16/09 sono state effettuate ricognizioni dei provvedimenti, relativi agli anni 2002, 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, che hanno esaurito i loro effetti.

Ritenuto opportuno:

- proseguire la ricognizione dei provvedimenti dell’Autorità che hanno esaurito i loro effetti, con specifico riferimento agli anni 1999, 2000 e 2001;
- garantire ai soggetti interessati la più ampia pubblicità di tale ulteriore ricognizione, anche attraverso specifiche misure di evidenza sul sito internet dell’Autorità

DELIBERA

1. di accertare e dichiarare che i provvedimenti dell'Autorità, di cui all' *Allegato A,* relativi agli anni 1999, 2000 e 2001 hanno esaurito i propri effetti;
2. di dare mandato al Direttore della Direzione Comunicazione di adottare misure atte a garantire la più ampia pubblicità di tale ricognizione, anche attraverso specifiche misure di evidenza sul sito internet dell'Autorità;
3. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro per la Semplificazione;
4. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 21 luglio 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Elenco deliberazioni relative agli anni 1999, 2000 e 2001 che hanno esaurito i loro effetti

1) Deliberazione 13 gennaio 1999 n. 01/99 *“Adozione di provvedimento di archiviazione del caso Federconsumatori Puglia verso azienda municipalizzata del gas (AM.GAS) di Bari”*

2) Deliberazione 3 febbraio 1999 n. 07/99 *“Modifica della delibera dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 4 novembre 1998, n. 138/98, con riferimento al termine di chiusura del procedimento avviato nei confronti dell’Enel Spa: caso consorzio Bardonetto”*

3) Deliberazione 3 febbraio 1999 n. 08/99 *“Adozione di provvedimento ai sensi dell’art. 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95 nei confronti di Enel Spa: caso Società consortile C.EN.T.O.”*

4) Deliberazione 18 febbraio 1999 n. 13/99 *“Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell’energia elettrica e di alcuni servizi di rete”*

5) Deliberazione 18 febbraio 1999 n. 14/99 *“Avvio di istruttoria formale sul caso Agea Spa”*

6) Deliberazione 25 febbraio 1999 n. 25/99 *“Proroga dei termini per la presentazione di osservazioni e proposte relative al documento per la consultazione recante criteri per l’indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nei servizi di fornitura dei gas attraverso reti urbane”*

7) Deliberazione 11 marzo 1999 n. 29/99 *“Avvio di procedimento per l’adozione di un provvedimento per la definizione di criteri per la determinazione dei prezzi del gas naturale per i complessi ospedalieri”*

8) Deliberazione 11 marzo 1999 n. 30/99 “*Adozione di provvedimento ai sensi dell’articolo 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e per gli effetti dell’articolo 4, comma 5, della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, nei confronti di Enel Spa: caso consorzio Baronetto”*

9) Deliberazione 14 aprile 1999 n. 43/99 *“Avvio di un’istruttoria conoscitiva in tema di massima capacità di trasporto di energia elettrica sulle reti di interconnessione con l’estero”*

10) Deliberazione 30 aprile 1999 n. 55/99 *“Rendiconto della gestione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’esercizio 1 gennaio 1998 – 31 dicembre 1998”*

11) Deliberazione 7 maggio 1999 n. 56/99 *“Regolamento per le audizioni periodiche delle formazioni associative di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori e per lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti e l’efficacia dei servizi”*

12) Deliberazione 7 maggio 1999 n. 57/99 *“Approvazione di convenzione tra l’Autorità per l’energia elettrica e il gas e l’Istituto nazionale di statistica (ISTAT)”*

13) Deliberazione 11 maggio 1999 n. 61/99 *“Direttiva per la separazione contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore dell'energia elettrica e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione”*

14) Deliberazione 11 maggio 1999 n. 62/99 *“Avvio di procedimento per la formazione dei provvedimenti di cui all’articolo 10 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in tema di attività di importazione ed esportazione di energia elettrica”*

15) Deliberazione 11 maggio 1999 n. 63/99 *“Avvio di istruttoria conoscitiva per la definizione della proposta dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas al Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato di cui all’articolo 3, comma 8 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in tema di convenzione tipo tra gestore della rete e altri operatori”*

16) Deliberazione 11 maggio 1999 n. 64/99 *“Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all’articolo 3, commi 3, 6 e 7 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in tema di gestione della rete nazionale di trasmissione dell’energia elettrica”*

17) Deliberazione 11 maggio 1999 n. 65/99 “*Avvio di istruttoria conoscitiva per la definizione degli atti di competenza dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas come previsti all’articolo 3, commi 10 e 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in tema di corrispettivi per l’accesso e l’uso della rete di trasmissione nazionale*”

18) Deliberazione 11 maggio 1999 n. 66/99 *“Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all’articolo 6, commi 1 e 4 e all’articolo 14, commi 6, 7 e 8 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in tema di mercato elettrico, contrattazione bilaterale e clienti idonei”*

19)	Deliberazione 11 maggio	1999	n.	72/99	*"Convocazione di audizioni periodiche dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'anno 1999"*
20)	Deliberazione 11 maggio	1999	n.	73/99	*"Proroga dei termini per la presentazione di osservazioni e proposte relative al documento per la consultazione ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 marzo 1999, n. 29/99"*
21)	Deliberazione 21 maggio	1999	n.	76/99	*"Avvio di istruttoria formale sul caso utenti avverso Comune di Alpette (Torino)"*
22)	Deliberazione 26 maggio	1999	n.	78/99	*"Definizione di alcune clausole negoziali da inserire nei contratti bilaterali di fornitura di servizi elettrici a clienti idonei di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
23)	Deliberazione 26 maggio	1999	n.	79/99	*"Adozione di provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481 nei confronti della società Agea Spa"*
24)	Deliberazione 8 giugno	1999	n.	83/99	*"Nuove disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico"*
25)	Deliberazione 8 giugno	1999	n.	84/99	*"Raccomandazione ai soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas per l'adeguamento dei sistemi informatici al cambiamento di data dell'anno 2000"*
26)	Deliberazione 24 giugno	1999	n.	86/99	*"Parere al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato sullo schema di decreto per la determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale e la formulazione di osservazioni e proposte ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera a) della legge 14 novembre 1995, n. 481"*
27)	Deliberazione 30 giugno	1999	n.	91/99	*"Definizione delle modalità di riconoscimento e di verifica della qualifica di cliente idoneo e istituzione dell'elenco dei clienti idonei"*
28)	Deliberazione 7 luglio	1999	n.	95/99	*"Avvio di istruttoria formale sul caso impresa elettrica F.lli Elmi Giuseppe & C. s.n.c."*
29)	Deliberazione 14 luglio	1999	n.	103/99	*"Avvio di procedimento per la formazione del provvedimento di cui all'articolo 6, comma 2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13"*
30)	Deliberazione 23 luglio	1999	n.	105/99	*"Modalità di applicazione delle componenti tariffarie A2 e A3 ai contratti di fornitura straordinaria dell'energia elettrica, di fornitura con durata inferiore al bimestre, di soccorso, di riserva programmata e di avviamento, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 dicembre 1998, n. 161/98 e successive modificazioni e integrazioni"*
31)	Deliberazione 23 luglio	1999	n.	106/99	*"Progetto di collaborazione tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (Enea) e comando di personale dipendente dell'Enea in tema di controlli tecnici e ispezioni"*
32)	Deliberazione 4 agosto	1999	n.	116/99	*"Proroga dei termini per la chiusura dell'istruttoria formale sul caso utenti avverso il Comune di Alpette (Torino)"*
33)	Deliberazione 4 agosto	1999	n.	117/99	*"Proroga dei termini per la presentazione di osservazioni e proposte relative al documento per la consultazione "Disciplina dei livelli specifici e generali relativi ai fattori commerciali di qualità dei servizi dell'energia elettrica e del gas"*
34)	Deliberazione 4 agosto	1999	n.	120/99	*"Segnalazione e proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di conferimenti al Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA"*
35)	Deliberazione 4 agosto	1999	n.	124/99	*"Avvio di istruttoria formale sul caso comune di Casirate d'Adda"*
36)	Deliberazione 1 settembre	1999	n.	128/99	*"Definizione di obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e di indicatori di continuità del servizio"*
37)	Deliberazione 8 settembre	1999	n.	133/99	*"Determinazione dei contributi di allacciamento per gli aumenti di potenza delle utenze particolari di cui al titolo V, punti 1) e 2) del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 30 luglio 1986, n. 42/1986"*
38)	Deliberazione 20 settembre	1999	n.	138/99	*"Proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*

39) Deliberazione 14 ottobre 1999 n. 149/99 *"Definizione dell'obbligo di comunicazione di dati ai sensi dell'articolo 8, comma 8, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 maggio 1999, n. 61, da parte delle imprese distributrici di energia elettrica"*

40) Deliberazione 14 ottobre 1999 n. 156/99 *"Adozione di provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481 nei confronti del comune di Casirate D'Adda"*

41) Deliberazione 20 ottobre 1999 n. 157/99 *"Disposizioni provvisorie in materia di finanziamento del gestore della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica"*

42) Deliberazione 20 ottobre 1999 n. 158/99 *"Direttiva concernente la facoltà di recesso nei contratti di fornitura annuali, ad esecuzione continuata, di servizi elettrici"*

43) Deliberazione 28 ottobre 1999 n. 162/99 *"Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica ai sensi dell'articolo 10, commi 2 e 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*

44) Deliberazione 28 ottobre 1999 n. 164/99 *"Richiesta di informazioni e documenti in materia di reti e infrastrutture di trasposto primario del gas naturale alla Snam Spa, alla Edison gas Spa e alla Sgm Spa"*

45) Deliberazione 4 novembre 1999 n. 170/99 *"Adozione di provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481 avverso il comune di Alpette"*

46) Deliberazione 11 novembre 1999 n. 172/99 *"Modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1999, n. 162/99"*

47) Deliberazione 11 novembre 1999 n. 173/99 *"Proroga dei termini per la chiusura dell'istruttoria formale sul caso Impresa elettrica F.lli Elmi di Elmi Giuseppe & C. Snc"*

48) Deliberazione 3 dicembre 1999 n. 179/99 *"Esito dell'istruttoria conoscitiva per l'accertamento della massima capacità di trasporto di energia elettrica in importazione sulle reti di interconnessione con l'estero e per l'individuazione di ulteriori adempimenti del Gestore della rete di trasmissione nazionale"*

49) Deliberazione 3 dicembre 1999 n. 180/99 *"Modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell'articolo 10, comma 2, primo periodo, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e definizione del corrispettivo di cui all'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione 28 ottobre 1999, n. 162/99"*

50) Deliberazione 16 dicembre 1999 n. 181/99 *"Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'attuazione della direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale"*

51) Deliberazione 16 dicembre 1999 n. 182/99 *"Ulteriori disposizioni in materia di assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione elettrica con l'estero per l'anno 2000"*

52) Deliberazione 16 dicembre 1999 n. 183/99 *"Avvio di istruttoria formale per la determinazione dei contributi previsti dal provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34"*

53) Deliberazione 16 dicembre 1999 n. 187/99 *"Determinazione del parametro Qt°, ai sensi dell'articolo 6, comma 13, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, come modificato dall'articolo 2, comma 4, della deliberazione 24 giugno 1998, n. 74/98, relativo all'impianto termoelettrico di cogenerazione denominato Casara della società Se.Val.-Servizi Valsugana Spa"*

54) Deliberazione 16 dicembre 1999 n. 188/99 *"Determinazione del parametro Qt°, ai sensi dell'articolo 6, comma 13, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, come modificato dall'articolo 2, comma 4, della deliberazione 24 giugno 1998, n. 74/98, relativo all'impianto termoelettrico denominato Gruppo L Diesel Caterpillar della Società Elettrica Liparese Snc"*

55) Deliberazione 16 dicembre 1999 n. 189/99 *"Richiesta all'Enel Spa di informazioni e documenti relativi al programma di sostituzione di contatori per l'energia elettrica"*

56) Deliberazione 22 dicembre 1999 n. 192/99 *"Ulteriore proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*

57) Deliberazione 22 dicembre 1999 n. 194/99 *"Disposizioni urgenti in materia di stipula di contratti di vettoriamento dell'energia elettrica in deroga di cui all'articolo 4, comma 4.4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99"*

58) Deliberazione 22 dicembre 1999 n. 197/99 *"Proroga dei termini per la presentazione di informazioni e documenti ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1999, n. 164/99"*

59) Deliberazione 28 dicembre 1999 n. 201/99 *"Direttiva concernente la disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera g) ed h), della legge 14 novembre 1995, n. 481"*

60) Deliberazione 28 dicembre 1999 n. 202/99 *"Direttiva concernente la disciplina dei livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h) della legge 14 novembre 1995, n. 481"*

61) Deliberazione 28 dicembre 1999 n. 203/99 *"Bilancio di previsione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'esercizio 1 gennaio 2000 – 31 dicembre 2000"*

62) Deliberazione 29 dicembre 1999 n. 205/99 *"Definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato"*

63) Deliberazione 12 gennaio 2000 01/00 *"Approvazione di un protocollo di intesa tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il Politecnico di Milano"*

64) Deliberazione 24 febbraio 2000 43/00 *"Adozione di disposizioni transitorie in materia di conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 5 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97 e di conto costi energia di cui all'articolo 6 della medesima deliberazione"*

65) Deliberazione 24 febbraio 2000 44/00 *"Esclusione dell'impresa elettrica F.lli Elmi, di Elmi Giuseppe & C. Snc dall'elenco delle imprese elettriche distributrici ammesse all'integrazione tariffaria di cui ai provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 18 gennaio 1967, n. 1157 e n. 1158"*

66) Deliberazione 2 marzo 2000 47/00 *"Direttiva concernente la disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita del gas"*

67) Deliberazione 2 marzo 2000 48/00 *"Proroga dei termini per la presentazione di informazioni e documenti ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1999, n. 164/09"*

68) Deliberazione 2 marzo 2000 49/00 *"Adesione all'atto di costituzione del Council of european energy regulators"*

69) Deliberazione 9 marzo 2000 52/00 *"Emanazione di direttive al Gestore della rete di trasmissione nazionale per l'adozione di regole tecniche ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*

70) Deliberazione 16 marzo 2000 55/00 *"Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ai sensi dell'art. 2, comma 2, lettere h) ed l) della legge 14 novembre 1995, n. 481"*

71) Deliberazione 16 marzo 2000 56/00 *"Disposizioni in materia di prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 8 giugno 1999, n. 82/99"*

72) Deliberazione 29 marzo 2000 63/00 *"Disposizioni in materia di finanziamento al Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa"*

73) Deliberazione 29 marzo 2000 64/00 *"Valutazione delle istanze presentate dall'Enel S.p.a. ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 settembre 1999, n. 128/99, relativamente a 86 comuni non serviti anche da altri esercenti"*

74) Deliberazione 29 marzo 2000 65/00 *"Valutazione delle istanze presentate dall'Enel Spa e dall'Acea Spa ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 settembre 1999, n. 128/99 relativamente ai comuni di Roma, Fiumicino e Guidonia Montecelio"*

75) Deliberazione 29 marzo 2000 66/00 *"Valutazione dell'istanza presentata dalla Modena Energia territorio ambiente Spa ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 settembre 1999, n. 128/99 relativamente al comune di Modena"*

76) Deliberazione 29 marzo 2000 67/00 *"Valutazione dell'istanza presentata dall'Enel distribuzione Spa ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 settembre 1999, n. 128/99 relativamente al comune di Parma"*

77) Deliberazione 29 marzo 2000 68/00 *"Raccomandazioni, avvio di istruttoria formale e diffida in relazione al caso campagna promozionale a beneficio di utenti domestici alimentati in bassa tensione che richiedono una potenza contrattualmente impegnata pari a 4,5 Kw"*

78) Deliberazione 29 marzo 2000 69/00 *"Proroga del termine di cui all'articolo 18, comma 18.4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, per la presentazione da parte degli*

				esercenti dell'autocertificazione di compatibilità con il vincolo V2 delle opzioni tariffarie base relative all'anno 2000"
79)	Deliberazione 14 aprile	2000	72/00	*"Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo concernente lo schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva 98/30/Ce concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale"*
80)	Deliberazione 19 aprile	2000	74/00	*"Segnalazione al Ministro delle finanze in materia di applicazione dell'aliquota del venti per cento alle forniture di gas manifatturato o gas di città per usi domestici di cottura cibi e per produzione di acqua calda"*
81)	Deliberazione 19 aprile	2000	75/00	*"Proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di concessione al Gestore della rete di trasmissione nazionale delle attività di trasmissione e di dispacciamento, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere b) e d), della legge 14 novembre 1995, n. 481 e per la proposta al medesimo Ministro della convenzione tipo di cui all'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
82)	Deliberazione 19 aprile	2000	76/00	*"Adozione di provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, nei confronti della società Enel Distribuzione Spa"*
83)	Deliberazione 19 aprile	2000	77/00	*"Rendiconto della gestione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'esercizio 1 gennaio 1999 – 31 dicembre 1999"*
84)	Deliberazione 4 maggio	2000	84/00	*"Applicazione del decreto del Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 recante modificazioni ai provvedimenti CIP in materia di tariffe, di sovrapprezzi e di cassa conguaglio per il settore elettrico"*
85)	Deliberazione 4 maggio	2000	85/00	*"Valutazione delle istanze presentate dall'Enel Spa e dall'azienda speciale multiservizi di Terni ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 settembre 1999, n. 128/99 relativamente al comune di Terni"*
86)	Deliberazione 4 maggio	2000	86/00	*"Valutazione delle istanze presentate dall'Enel Spa e dall'A.A.M.A.I.E. azienda speciale del comune di Sanremo ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 settembre 1999, n. 128/99 relativamente al comune di Sanremo (Imperia)"*
87)	Deliberazione 4 maggio	2000	87/00	*"Valutazione delle istanze presentate dall'Enel Spa e dall'azienda energetica municipale Spa di Cremona ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 settembre 1999, n. 128/99 relativamente al comune di Cremona"*
88)	Deliberazione 4 maggio	2000	91/00	*"Proroga dei termini previsti dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 16 dicembre 1999, n. 183/99"*
89)	Deliberazione 16 maggio	2000	94/00	*"Approvazione del codice di condotta commerciale presentato da Enel distribuzione Spa ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99"*
90)	Deliberazione 25 maggio	2000	100/00	*"Approvazione di bando di concorso pubblico, per titoli ed esami, per un posto nel ruolo della carriera dei dirigenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas con qualifica di direttore aggiunto"*
91)	Deliberazione 15 giugno	2000	108/00	*"Adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, modificazione degli articoli 1, 7 e 8 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e delle componenti tariffarie A ed UC di cui all'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99, adozione di disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico"*
92)	Deliberazione 15 giugno	2000	109/00	*"Adozione del regolamento di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e integrazione della medesima deliberazione"*
93)	Deliberazione 22 giugno	2000	115/00	*"Convocazione di una audizione speciale al fine dell'adozione dei provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di regole tecniche ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
94)	Deliberazione 12 luglio	2000	119/00	*"Approvazione dello schema di contratto-tipo di vettoriamento di cui all'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e integrazione e modificazione della medesima deliberazione"*
95)	Deliberazione 19 luglio	2000	124/00	*"Adozione di disposizioni in materia di cassa conguaglio per il settore elettrico"*

96) Deliberazione 26 luglio	2000	132/00	*"Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico in materia di istruttorie per la determinazione delle aliquote definitive per gli anni 1991 e seguenti, ai fini della corresponsione delle integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel"*
97) Deliberazione 26 luglio	2000	134/00	*"Erogazione di borse di studio per laureati o laureandi che partecipino a corsi universitari di specializzazione su temi attinenti la regolazione delle reti dell'energia elettrica e il gas"*
98) Deliberazione 3 agosto	2000	136/00	*"Approvazione di nota informativa sugli oneri generali afferenti il sistema elettrico: criteri per la determinazione dei parametri di cui all'articolo 5, commi 1 e 9 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000"*
99) Deliberazione 3 agosto	2000	137/00	*"Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo per la disciplina del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto e legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
100) Deliberazione 3 agosto	2000	138/00	*"Direttiva al Gestore della rete di trasmissione nazionale per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio ai sensi dell'articolo 17, comma 17.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 marzo 2000, n. 52/00"*
101) Deliberazione 3 agosto	2000	139/00	*"Avvio di istruttoria conoscitiva per la verifica dello stato di attuazione degli interventi di adeguamento e rinnovo dei complessi di misura ai fini dell'applicazione degli articoli 7 e 10 della deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999, n. 13/99, e degli articoli 4, comma 4.2, e 5, comma 5.2, lettere a) e b), della deliberazione della deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99, delle medesima Autorità"*
102) Deliberazione 3 agosto	2000	140/00	*"Definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
103) Deliberazione 3 agosto	2000	142/00	*"Verifica dei codici di condotta commerciale presentati dai soggetti esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 204/99"*
104) Deliberazione 3 agosto	2000	143/00	*"Modificazioni e integrazioni delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 settembre 1999, n. 128/99 e 28 dicembre 1999, n. 202/99"*
105) Deliberazione 3 agosto	2000	144/00	*"Determinazione dei livelli effettivi base e dei livelli tendenziali di continuità del servizio per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo 2000-2003 ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 1999, n. 202/99 e per la determinazione della media nazionale dei livelli tendenziali di continuità del servizio per l'anno 2004, ai sensi dell'articolo 9, comma 9.4, della medesima deliberazione"*
106) Deliberazione 3 agosto	2000	145/00	*"Differimento della decorrenza delle norme contenute nella direttiva per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore dell'energia elettrica e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione, ai sensi dell'articolo 15, comma 2, della deliberazione dell'Autorità 11 maggio 1999, n. 61/99"*
107) Deliberazione 3 agosto	2000	146/00	*"Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 8, comma 2, all'articolo 23, comma 2, all'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in tema di accesso e utilizzo delle attività di trasporto e dispacciamento e dei terminali di GNL, delle relative tariffe e obblighi e di definizione di criteri per la predisposizione del codice di rete"*
108) Deliberazione 3 agosto	2000	147/00	*"Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 12, comma 7 e all'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 in tema di accesso e utilizzo delle attività di stoccaggio, delle relative tariffe e obblighi e di definizione di criteri per la predisposizione del codice di stoccaggio"*
109) Deliberazione 3 agosto	2000	148/00	*"Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 14, comma 8, all'articolo 16, commi 2 e 5, dell'articolo 23, commi 2 e 4 e dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 in tema di esercizio dell'attività di distribuzione di obblighi delle imprese, di condizioni di accesso a relative tariffe"*

110) Deliberazione 3 agosto	2000	149/00	*“Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all’articolo 17, comma 5, all’articolo 18, commi 2,3,5 e 6 all’articolo 23, comma 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in tema di esercizio dell’attività di vendita, delle relative tariffe e di definizione del codice di condotta commerciale”*
111) Deliberazione 3 agosto	2000	150/00	*“Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all’articolo 20, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 in tema di definizione degli obblighi di informazione tra imprese del gas”*
112) Deliberazione 3 agosto	2000	151/00	*“Avvio di istruttoria conoscitiva per la definizione di criteri per l’esercizio delle attività di risoluzione di controversie e per le funzioni in materia di importazioni attribuite all’Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell’articolo 3, commi 5, 7 e 9, dell’articolo 26 comma 3 e dell’articolo 35, comma 1 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164”*
113) Deliberazione 3 agosto	2000	152/00	*“Avvio di istruttoria conoscitiva per la definizione degli atti di competenza dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui all’articolo 14, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in tema di contratto di servizio tipo per l’attività di distribuzione di gas naturale”*
114) Deliberazione 3 agosto	2000	153/00	*“Avvio di istruttoria conoscitiva per la formulazione di una segnalazione dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas al Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato in tema di definizione di rete nazionale di gasdotti di cui all’articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164”*
115) Deliberazione 3 agosto	2000	154/00	*“Avvio di istruttoria conoscitiva per la definizione degli atti di competenza dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui all’articolo 13, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 in tema di corrispettivi per lo stoccaggio”*
116) Deliberazione 7 settembre	2000	163/00	*“Parere dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas al Presidente del Consiglio dei ministri ai sensi dell’articolo 25 della legge 23 dicembre 1999, n. 488”*
117) Deliberazione 13 settembre	2000	170/00	*“Modificazione e integrazione del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 luglio 1996 in materia di modifiche contrattuali per la fornitura di energia elettrica”*
118) Deliberazione 27 settembre	2000	174/00	*“Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica ad integrazione e modifica della deliberazione dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 agosto 2000, n. 140/00”*
119) Deliberazione 27 settembre	2000	175/00	*“Provvedimento di cui all’articolo 15, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”*
120) Deliberazione 27 settembre	2000	176/00	*“Verifica dei codici di condotta commerciale presentati dai soggetti esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell’energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell’articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 204/99”*
121) Deliberazione 4 ottobre	2000	181/00	*“Contributi di allacciamento e tariffe speciali per la fornitura di energia elettrica per gli alloggi temporaneamente assegnati a nuclei familiari le cui abitazioni sono state gravemente danneggiate dagli eventi sismici verificatesi nelle regioni Marche e Umbria dopo il 26 settembre 1997”*
122) Deliberazione 4 ottobre	2000	182/00	*“Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico in materia di aggiornamento bimestrale dell’aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto alle imprese elettriche minori non trasferite all’Enel Spa”*
123) Deliberazione 4 ottobre	2000	183/00	*“Rettifica di errori materiali nella deliberazione dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 agosto 2000, n. 138/00”*
124) Deliberazione 12 ottobre	2000	186/00	*“Parere al Ministro dell’Industria, del commercio e dell’artigianato sullo schema di decreto per l’individuazione dell’ambito della rete nazionale di gasdotti e formulazione di osservazioni e proposte ai sensi dell’articolo 2, comma 12, lettera a) della legge 14 novembre 1995, n. 481”*
125) Deliberazione 12 ottobre	2000	187/00	*“Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica ad integrazione delle deliberazioni dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 agosto 2000, n. 140/00, e 27 settembre 2000, n. 174/00”*
126) Deliberazione 12 ottobre	2000	188/00	*“Chiusura del procedimento avviato ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 giugno 1998, n. 61/98 con riferimento agli impianti di cui all’articolo 3, comma 7, secondo*

			e terzo periodo, della legge 14 novembre 1995, n. 481, e agli impianti di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 settembre 1992"
127) Deliberazione 12 ottobre	2000	189/00	*"Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 febbraio 2000, n. 43/00"*
128) Deliberazione 18 ottobre	2000	192/00	*"Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica"*
129) Deliberazione 18 ottobre	2000	193/00	*"Adozione di disposizioni urgenti per l'esercizio dell'attività di vigilanza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell'articolo 22, comma 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164"*
130) Deliberazione 18 ottobre	2000	194/00	*"Disposizioni in materia di organizzazione e funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico"*
131) Deliberazione 18 ottobre	2000	195/00	*"Proroga dei termini previsti dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 4 maggio 2000, n 91/00"*
132) Deliberazione 24 ottobre	2000	200/00	*"Verifica dei codici di condotta commerciale presentati dai soggetti esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 204/99"*
133) Deliberazione 6 dicembre	2000	219/00	*"Definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
134) Deliberazione 6 dicembre	2000	220/00	*"Ulteriore proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
135) Deliberazione 6 dicembre	2000	221/00	*"Avvio di istruttoria conoscitiva concernente eventuali effetti indotti da iniziative assunte dall'Enel Spa nel settore delle telecomunicazioni sulla produzione e sulla erogazione dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica"*
136) Deliberazione 13 dicembre	2000	223/00	*"Definizione di procedure concorsuali per la cessione da parte della società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e disposizioni in materia di accesso al servizio di vettoriamento della medesima energia; di clausole negoziali ai sensi dell'articolo 6 del decreto 16 marzo 1999, n. 79; di direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h) della legge 14 novembre 1995, n. 481"*
137) Deliberazione 13 dicembre	2000	224/00	*"Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW"*
138) Deliberazione 13 dicembre	2000	225/00	*"Avvio di istruttoria formale nei confronti della società Enel Distribuzione S.p.a. ai fini dell'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c) della legge 14 novembre 1995, n. 481 in merito alla comunicazione dei dati di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica relativi alle regioni Calabria, Campania, Sicilia per gli anni 1998 e 1999"*
139) Deliberazione 13 dicembre	2000	226/00	*"Avvio di istruttoria conoscitiva in merito ai dati di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica comunicati dalla società Enel Distribuzione S.p.a. ai sensi dell'articolo 2, comma 2.3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 1999, n. 202/99"*
140) Deliberazione 19 dicembre	2000	229/00	*"Rettifica di errori materiali nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 dicembre 2000, n. 223/00"*
141) Deliberazione 20 dicembre	2000	230/00	*"Modificazione e integrazione delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97, 28 ottobre 1997, n. 108/97, 29 dicembre 1999, n. 204/99. Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico"*
142) Deliberazione 20 dicembre	2000	231/00	*"Definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2000"*
143) Deliberazione 20 dicembre	2000	232/00	*"Definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per gli anni dal 2001 al 2006"*
144) Deliberazione 20 dicembre	2000	233/00	*"Approvazione del bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas"*

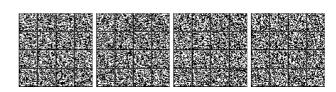
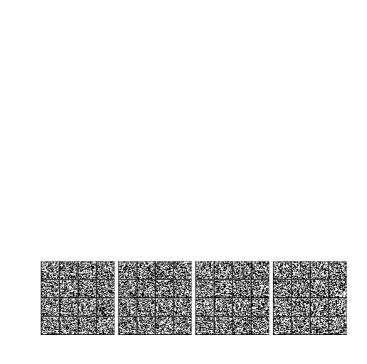
145) Deliberazione	28 dicembre	2000	236/00	*"Adozione di direttiva concernente la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas"*
146) Deliberazione	28 dicembre	2000	238/00	*"Definizione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato per l'anno 2001"*
147) Deliberazione	28 dicembre	2000	240/00	*"Disposizioni in materia di misura e di riconciliazione dell'energia elettrica ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99"*
148) Deliberazione	28 dicembre	2000	241/00	*"Disposizioni in materia di corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
149) Deliberazione	28 dicembre	2000	242/00	*"Disposizioni in materia di Codici di condotta commerciale"*
150) Deliberazione	28 dicembre	2000	243/00	*"Adozione di disposizioni in materia di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2001 in attuazione e ad integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 1999, n. 204/99"*
151) Deliberazione	28 dicembre	2000	246/00	*"Differimento della decorrenza delle norme contenute nella direttiva per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore dell'energia elettrica e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione, ai sensi dell'articolo 15, comma 2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 maggio 1999, n. 61/99"*
152) Deliberazione	28 dicembre	2000	247/00	*"Verifica dei codici di condotta commerciale presentati dai soggetti esercenti il servizio di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi dell'articolo 4, comma 4.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 204/99"*
153) Deliberazione	24 gennaio	2001	05/01	*"Modificazione dell'articolo 27, comma 1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000, n. 236/00"*
154) Deliberazione	14 febbraio	2001	20/01	*"Adozione di disposizioni in materia di gestione del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 5 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97"*
155) Deliberazione	14 febbraio	2001	21/01	*"Definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2001 in presenza di insufficiente capacità di trasporto che si renda disponibile a seguito della possibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze e modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 dicembre 2000, n. 219/00"*
156) Deliberazione	14 febbraio	2001	22/01	*"Modificazioni ed integrazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000, n. 243/00"*
157) Deliberazione	14 febbraio	2001	23/01	*"Approvazione delle regole tecniche adottate dal gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
158) Deliberazione	14 febbraio	2001	24/01	*"Determinazione dei contributi previsti dal provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34"*
159) Deliberazione	14 febbraio	2001	25/01	*"Proroga dei termini per la comunicazione e la pubblicazione delle tariffe relative al semestre gennaio – giugno 2001 di cui all'articolo 18, comma 6 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000, n. 237/00"*
160) Deliberazione	20 febbraio	2001	26/01	*"Regolamento concernente l'organizzazione e il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas"*
161) Deliberazione	27 febbraio	2001	37/01	*"Proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sullo schema delle concessioni dell'attività di distribuzione di energia elettrica di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
162) Deliberazione	27 febbraio	2001	38/01	*"Segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato su possibili effetti di iniziative dell'Enel Spa nel settore delle telecomunicazioni"*
163) Deliberazione	28 febbraio	2001	39/01	*"Approvazione delle regole tecniche adottate dal gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
164) Deliberazione	13 marzo	2001	59/01	*"Disposizioni urgenti in materia di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 13.4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 agosto 2000, n. 138/00"*
165) Deliberazione	22 marzo	2001	62/01	*"Integrazione delle disposizioni afferenti la determinazione dei contributi bimestrali alle imprese produttrici-distributrici di cui all'articolo 65, comma 6.11, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97"*

166) Deliberazione 22 marzo	2001	63/01	*"Disposizioni urgenti in materia di contratti di vettoriamento di energia elettrica e modifiche delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99 e 12 luglio 2000, n. 119/00"*
167) Deliberazione 22 marzo	2001	64/01	*"Rilascio dell'intesa al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica per l'approvazione dei rendiconti 1994, 1995, 1996, 1997, 1998 e 1999 della Cassa conguaglio per il settore elettrico"*
168) Deliberazione 22 marzo	2001	66/01	*"Modifica delle modalità di verifica della qualifica di cliente idoneo di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 giugno 1999, n. 91"*
169) Deliberazione 22 marzo	2001	67/01	*"Proposta urgente al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
170) Deliberazione 28 marzo	2001	75/01	*"Approvazione di due bandi di concorso pubblico, per titoli ed esami, per complessivi quattordici posti nel ruolo della carriera degli operativi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas"*
171) Deliberazione 9 aprile	2001	85/01	*"Nomina del Presidente e dei componenti del Comitato di gestione e del Collegio dei revisori della Cassa conguaglio per il settore elettrico"*
172) Deliberazione 11 aprile	2001	87/01	*"Schema di condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
173) Deliberazione 11 aprile	2001	88/01	*"Schema di provvedimento recante disposizioni generali in materia di mercato dell'energia elettrica di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
174) Deliberazione 11 aprile	2001	89/01	*"Approvazione di due bandi di concorso pubblico, per titoli ed esami, per complessivi 21 posti nel ruolo della carriera dei funzionari dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas"*
175) Deliberazione 26 aprile	2001	92/01	*"Rendiconto della gestione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'esercizio 1 gennaio 2000 – 31 dicembre 2000"*
176) Deliberazione 30 aprile	2001	95/01	*"Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
177) Deliberazione 30 aprile	2001	97/01	*"Parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato su uno schema di disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
178) Deliberazione 30 aprile	2001	98/01	*"Parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas su uno schema di direttiva ministeriale per l'operatività della società Acquirente unico ai sensi dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
179) Deliberazione 3 maggio	2001	99/01	*"Chiusura di istruttoria formale nei confronti della società Enel Distribuzione Spa avviata con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 dicembre 2000, n. 225/00 e irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c) della legge 14 novembre 1995, n. 481"*
180) Deliberazione 3 maggio	2001	100/01	*"Avvio di istruttoria formale nei confronti della società Enel Distribuzione Spa per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000, n. 202/00"*
181) Deliberazione 3 maggio	2001	101/01	*"Fissazione a titolo di acconto per l'anno 2001 del corrispettivo di cui all'articolo 5, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1999, n. 162/99"*
182) Deliberazione 25 maggio	2001	115/01	*"Determinazioni ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e 8, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000 nei confronti della società Elettrogen Spa"*
183) Deliberazione 5 giugno	2001	122/01	*"Differimento della decorrenza delle norme contenute nella direttiva per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore dell'energia elettrica e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione ai sensi dell'articolo 15, comma 2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 maggio 1999, n. 61/99"*
184) Deliberazione 5 giugno	2001	124/01	*"Erogazione di borse di studio per laureati o laureandi che partecipino a corsi universitari di specializzazione su temi attinenti la regolazione nei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas"*

185) Deliberazione 13 giugno	2001	126/01 *"Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo in materia di imposta di consumo, di addizionale regionale all'imposta di consumo sulle forniture di gas metano e di imposta sul valore aggiunto per la somministrazione, tramite reti di distribuzione, di gas metano usato come combustibile e di gas di petroli liquefatti"*
186) Deliberazione 13 giugno	2001	128/01 *"Proroga dei termini dell'istruttoria formale avviata nei confronti di Enel distribuzione Spa con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 maggio 2001, n. 100/01"*
187) Deliberazione 21 giugno	2001	133/01 *"Avvio di istruttoria conoscitiva sullo sviluppo della concorrenza nell'offerta di energia elettrica ai fini della liberalizzazione del mercato e su alcune iniziative dell'Electricité de France in Italia"*
188) Deliberazione 21 giugno	2001	136/01 *"Direttiva per la conversione in Euro dei corrispettivi unitari delle tariffe e per la fatturazione ai clienti finali"*
189) Deliberazione 26 giugno	2001	144/01 *"Attestazione dei soggetti adempienti al disposto dell'articolo 15, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
190) Deliberazione 5 luglio	2001	150/01 *"Prescrizione alla società Enel distribuzione Spa di modalità di determinazione degli oneri di allacciamento degli impianti di produzione alla rete elettrica"*
191) Deliberazione 5 luglio	2001	151/01 *"Attestazione dei soggetti inadempienti al disposto dell'articolo 15, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
192) Deliberazione 19 luglio	2001	164/01 *"Avvio di istruttoria formale nei confronti della società Italgas Spa ai fini dell'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481 in merito a violazione dell'articolo 3, comma 3.2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 aprile 1999, n. 42"*
193) Deliberazione 19 luglio	2001	165/01 *"Avvio di istruttoria formale nei confronti della società Italgas Spa ai fini dell'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481 in merito alle modalità di fatturazione dei conguagli dei consumi di gas distribuito a mezzo di rete urbana"*
194) Deliberazione 19 luglio	2001	166/01 *"Chiusura dell'istruttoria formale avviata nei confronti della società Enel distribuzione Spa con la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 maggio 2001, n. 100/01 e per l'adozione di un provvedimento individuale in materia di continuità del servizio di distribuzione nei confronti della medesima società"*
195) Deliberazione 19 luglio	2001	170/01 *"Per l'integrazione e rinnovo di convenzione tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Istituto nazionale di statistica (Istat)"*
196) Deliberazione 25 luglio	2001	173/01 *"Segnalazione al Governo in ordine al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 7 maggio 2001 recante Indirizzi strategici e operativi alla Sogin – società gestione impianti nucleari Spa , ai sensi dell'articolo 13, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di liberalizzazione del mercato elettrico"*
197) Deliberazione 1 agosto	2001	177/01 *"Determinazione dei livelli effettivi base e dei livelli tendenziali di continuità del servizio per ogni anno del periodo 2001-2003 per gli ambiti territoriali degli esercenti di cui all'articolo 2, commi 2.1, lettera b), 2.2 e 2.4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 1999, n. 202/99"*
198) Deliberazione 1 agosto	2001	178/01 *"Definizione di criteri per la valutazione degli esiti dei controlli tecnici e la determinazione del valore presunto di cui all'articolo 5 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 1999, n. 202/99"*
199) Deliberazione 7 agosto	2001	183/01 *"Rinvio dei termini per la determinazione dei recuperi di continuità del servizio per l'anno 2000 di cui all'articolo 9 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 1999, n. 202/99"*
200) Deliberazione 7 agosto	2001	184/01 *"Adozione di direttiva concernente il riconoscimento ai clienti idonei della facoltà di recesso nei contratti di fornitura di gas naturale"*
201) Deliberazione 7 settembre	2001	194/01 *"Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo concernente la proposta della Commissione Europea al Parlamento Europeo ed al Consiglio per l'adozione di un regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica"*
202) Deliberazione 7 settembre	2001	195/01 *"Proroga dei termini per la presentazione di osservazioni a riguardo del documento di consultazione emanato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas recante condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione"*

203) Deliberazione 7 settembre	2001	196/01	*"Proroga dei termini per la presentazione di osservazioni a riguardo del documento per la consultazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas recante condizioni per l'accesso alle infrastrutture di reti a tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi"*
204) Deliberazione 7 settembre	2001	197/01	*"Proroga dei termini per la presentazione di osservazioni a riguardo del documento per la consultazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas recante proposte per l'adozione di misure urgenti per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero per l'anno 2002"*
205) Deliberazione 14 settembre	2001	199/01	*"Approvazione del protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'autorità per l'energia elettrica e il gas e la Guardia di finanza"*
206) Deliberazione 18 settembre	2001	202/01	*"Proroga dei termini per la trasmissione all'Autorità per l'energia elettrica e il gas dello schema di regole per il dispacciamento di cui all'articolo 20, comma 7, della deliberazione della medesima Autorità 30 aprile 2001, n. 95/01"*
207) Deliberazione 18 settembre	2001	203/01	*"Rettifica di errori materiali nella deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 30 aprile 2001, n. 95/01"*
208) Deliberazione 18 settembre	2001	204/01	*"Rettifica di errori materiali nella delibera dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 1 agosto 2001, n. 177/01"*
209) Deliberazione 3 ottobre	2001	217/01	*"Parere al Ministro delle Attività Produttive sullo schema di decreto in materia di corrispettivi da attribuire al titolare di concessioni di coltivazione o stoccaggio ai sensi dell'articolo 13, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164"*
210) Deliberazione 3 ottobre	2001	218/01	*"Parere di cui al punto 2 del provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato del 28 febbraio 2001 n. 9268 sul caso C 4438 Enel - France Télecom - New Wind"*
211) Deliberazione 10 ottobre	2001	226/01	*"Approvazione di un protocollo di intesa tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti"*
212) Deliberazione 10 ottobre	2001	227/01	*"Rettifica di errori materiali nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 aprile 2001, n. 89/01"*
213) Deliberazione 18 ottobre	2001	230/01	*"Rettifica delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 27 settembre 2000, n. 175/00 e 5 luglio 2001, n. 151/01"*
214) Deliberazione 30 ottobre	2001	241/01	*"Parere al Ministero delle attività produttive sull'aggiornamento della rete nazionale di gasdotti ai sensi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164"*
215) Deliberazione 30 ottobre	2001	244/01	*"Determinazione, con riferimento agli impianti della società Eurogen Spa, del livello dei ricavi riconosciuti per la copertura dei costi fissi (RR) e della producibilità convenzionale, relativamente agli anni 2000 e 2001, ai fini della reintegrazione dei costi non recuperabili, ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e 8, del decreto del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000 e successive modificazioni"*
216) Deliberazione 12 novembre	2001	249/01	*"Rettifica di un errore materiale nella deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 18 ottobre 2000, n. 194/00"*
217) Deliberazione 15 novembre	2001	264/01	*"Avvio del procedimento per la formazione di provvedimenti ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481"*
218) Deliberazione 22 novembre	2001	272/01	*"Avvio di procedimento per la determinazione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per la vendita ai clienti del mercato vincolato"*
219) Deliberazione 29 novembre	2001	292/01	*"Avvio di istruttoria formale in ottemperanza della sentenza n. 4283/2001 del Consiglio di Stato e finalizzata alla valutazione dell'ammissibilità del riconoscimento alla società Becromal Spa della riduzione della tariffa di cui al provvedimento Cip n. 17/1990"*
220) Deliberazione 29 novembre	2001	293/01	*"Rettifica delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 27 settembre 2000, n. 175/00 e 5 luglio 2001, n. 151/01"*
221) Deliberazione 29 novembre	2001	294/01	*"Rinvio del termine per conclusione del procedimento di determinazione dei recuperi di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2000 e di approvazione delle istanze, relative all'anno 2001, di riconoscimento dei costi relativi al mantenimento di livelli di continuità del servizio uguali o inferiori ai livelli nazionali di riferimento"*

222) Deliberazione 3 dicembre	2001	299/01	*"Adozione di uno schema di intesa tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Commission de regulation de l'electricitè per l'allocazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra Italia e Francia per l'anno 2002"*
223) Deliberazione 3 dicembre	2001	300/01	*"Accettazione di proposta di intesa tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Agencija za energijo republike slovenij per l'allocazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra Italia e Slovenia per l'anno 2002"*
224) Deliberazione 5 dicembre	2001	301/01	*"Modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2002 in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e approvazione di intesa tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Commission de régulation de l'électricité per l'allocazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra Italia e Francia"*
225) Deliberazione 17 dicembre	2001	305/01	*"Approvazione del regolamento in tema di organizzazione e funzionamento del sistema di allocazione della capacità di trasporto assegnabile su base annuale per l'anno 2002"*
226) Deliberazione 17 dicembre	2001	306/01	*"Assegnazione in via transitoria alla Cassa conguaglio per il settore elettrico della gestione del fondo, di cui all'articolo 5 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2000, n. 237"*
227) Deliberazione 17 dicembre	2001	307/01	*"Rettifica delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 27 settembre 2000, n. 175/00 e 5 luglio 2001, n. 151/01"*
228) Deliberazione 21 dicembre	2001	308/01	*"Definizione di procedure concorsuali per la cessione per l'anno 2002 dell'energia elettrica di cui all'articolo 3 comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*
229) Deliberazione 21 dicembre	2001	309/01	*"Valutazione della bozza di accordo tra gli aderenti all'Association of European Transmission System Operators in materia di remunerazione dei transiti transfrontalieri sulle reti di trasporto dell'energia elettrica"*
230) Deliberazione 21 dicembre	2001	310/01	*"Semplificazione e aggiornamento della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 maggio 1999, n. 61/99, recante direttiva per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore dell'energia elettrica e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione"*
231) Deliberazione 21 dicembre	2001	311/01	*"Direttiva per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione"*
232) Deliberazione 21 dicembre	2001	312/01	*"Bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2002 – 31 dicembre 2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas"*
233) Deliberazione 27 dicembre	2001	317/01	*"Adozione di condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e di direttiva in materia di facoltà di recesso dai contratti di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato"*
234) Deliberazione 27 dicembre	2001	318/01	*"Determinazione per l'anno 2002 dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato"*
235) Deliberazione 27 dicembre	2001	321/01	*"Proroga dei termini per l'assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione su base annuale di cui all'articolo 2, comma 2.7 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 dicembre 2001, n. 305/01, e direttiva al Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa per la riformulazione dell'avviso relativo alle procedure concorsuali di cui all'articolo 10, comma 10.1 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 dicembre 2001, n. 308/01"*
236) Deliberazione 27 dicembre	2001	323/01	*"Adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481 con riferimento alla fatturazione dei consumi di gas naturale a mezzo di rete urbana nei confronti di Italgas Spa"*
237) Deliberazione 27 dicembre	2001	324/01	*"Irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481 nei confronti di Italgas Spa"*
238) Deliberazione 28 dicembre	2001	327/01	*"Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica per l'anno 2002 dalla Francia e dalla Svizzera"*
239) Deliberazione 28 dicembre	2001	334/01	*"Modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 2 marzo 2000, n. 47/00 in caso di società separate di distribuzione e di vendita del gas naturale"*

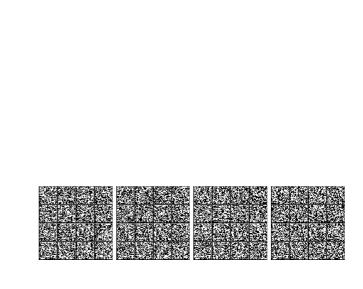
09A10142

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

- **presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**
- **presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sul sito www.ipzs.it, al collegamento rete di vendita (situato sul lato destro della pagina).**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2009 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

CANONE DI ABBONAMENTO

Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:			
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€	**438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€	**239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:			
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€	**309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€	**167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:			
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€	**68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€	**43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:			
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€	**168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€	**91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:			
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€	**65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€	**40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:			
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€	**167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€	**90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, e dai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€	**819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€	**431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:			
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€	**682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€	**357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla ***Gazzetta Ufficiale*** - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2009.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI

(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
serie generale	€	1,00
serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€	1,50
supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€	1,00
fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€	6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€	**295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,00)	- semestrale	€	**162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€	**85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€	**53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo € **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5% € **180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione) € 18,00
I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI

Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.